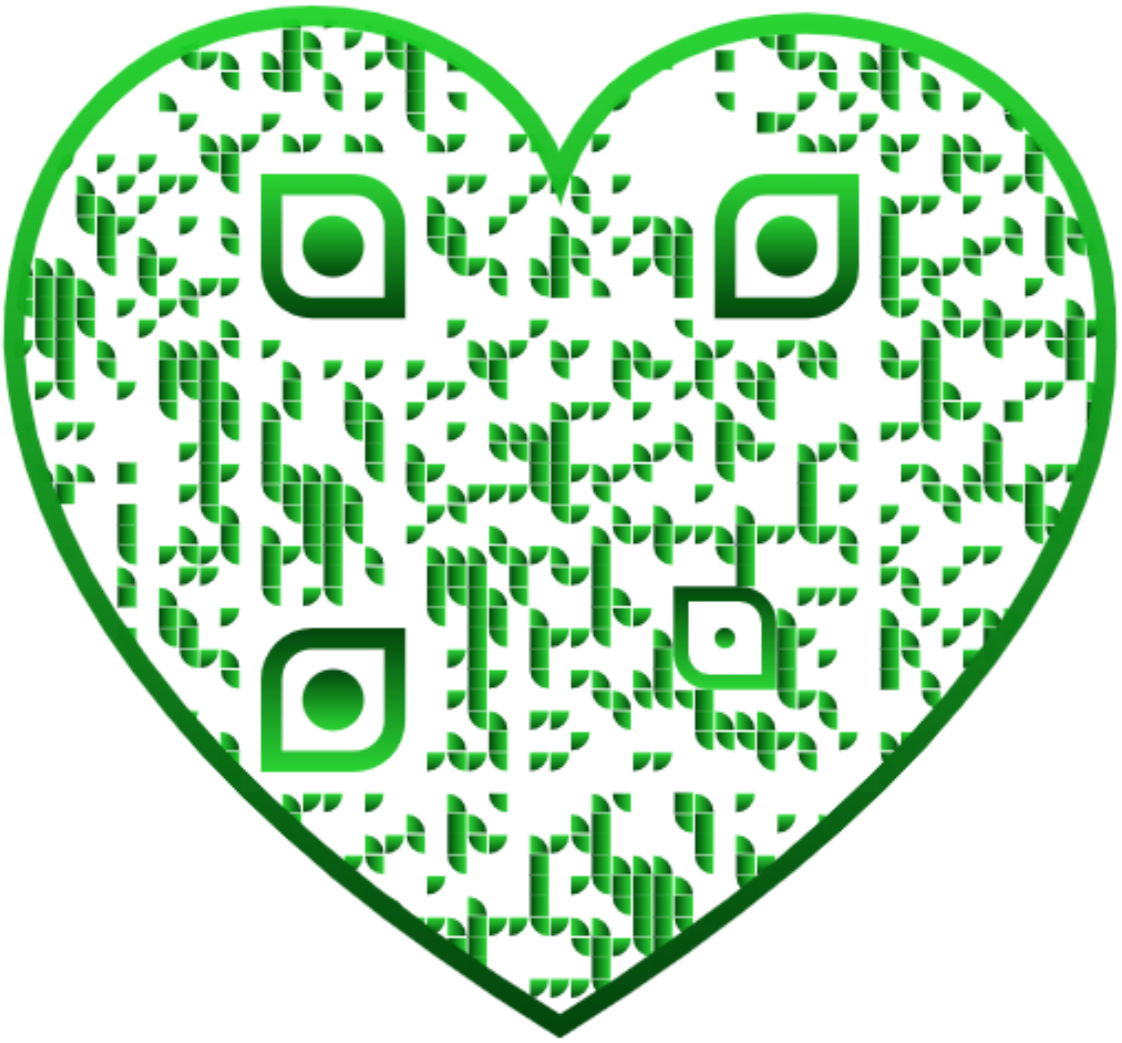
Collection « Une introduction à »
Dirigée par Michèle Leduc et Michel Le Bellac

L'énergie solaire photovoltaïque

Daniel Suchet et Erik Johnson

EDP Sciences
17, avenue du Hoggar
Parc d'activités de Courtabœuf, BP 112
91944 Les Ulis Cedex A, France



Dans la même collection

Neutrinos, les messagers de l'invisible
François Vannucci

L'Univers décrypté par les énigmes
Cumrun Vafa, traduit par Michel Le Bellac

Atomes, ions, molécules ultrafroids et technologies quantiques
Robin Kaiser, Michèle Leduc et Hélène Perrin

Un siècle de gravitation
Ron Cowen, traduit par Michel Le Bellac

Quantique : au-delà de l'étrange
Philip Ball, traduit par Michel Le Bellac

Les planètes et la vie
Thérèse Encrenaz, James Lequeux et Fabienne Casoli

Retrouvez tous nos ouvrages et nos collections sur http://laboutique.edpsciences.fr

ISBN (papier) : 978-2-7598-2923-1 – **ISBN (ebook)** : 978-2-7598-2924-8

©2023, EDP Sciences, 17, avenue du Hoggar, BP 112, Parc d'activités de Courtabœuf, 91944 Les Ulis Cedex A

Tous droits de traduction, d'adaptation et de reproduction par tous procédés réservés pour tous pays. Toute reproduction ou représentation intégrale ou partielle, par quelque procédé que ce soit, des pages publiées dans le présent ouvrage, faite sans l'autorisation de l'éditeur est illicite et constitue une contrefaçon. Seules sont autorisées, d'une part, les reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, et d'autre part, les courtes citations justifiées par le caractère scientifique ou d'information de l'œuvre dans laquelle elles sont incorporées (art. L. 122-4, L. 122-5 et L. 335-2 du Code de la propriété intellectuelle). Des photocopies payantes peuvent être réalisées avec l'accord de l'éditeur. S'adresser au : Centre français d'exploitation du droit de copie, 3, rue Hautefeuille, 75006 Paris. Tél. : 01 43 26 95 35.

Préface

Yves Bréchet, Membre de l'Académie des Sciences, ancien Haut-Commissaire à l'Énergie atomique, Directeur scientifique de Saint Gobain

Dans le domaine vital pour notre vie quotidienne et pour notre économie que constitue l'énergie, les pires ennemis d'un politique rationnelle ont deux costumes : celui des marchands de peur et celui des marchands de rêve. Chacun dans son rôle contribuent à enliser le nécessaire débat public dans des questions stériles.

Ce livre sur le photovoltaïque, en plus d'être un excellent ouvrage scientifique, contribue à clarifier la question en spécifiant ce que l'on sait, ce que l'on peut espérer et ce qui hors d'atteinte. Écrit dans un langage accessible, sans jamais sacrifier la précision à la clarté, il s'adresse non seulement aux scientifiques et aux ingénieurs, mais aussi à tout citoyen souhaitant prendre le temps de mieux comprendre un développement majeur des dernières décennies, le photovoltaïque.

La mise en perspective historique est particulièrement bienvenue dans un monde où on laisse accroire que les miracles prolifèrent pour peu qu'un gouvernement les décrète. On y voit la progression, lente d'abord, puis accélérée, d'un champ disciplinaire qui a commencé comme souvent, par un questionnement fondamental. La partie qui énonce les limites fondamentales des dispositifs, partant de la ressource solaire, passant par les limites thermodynamiques, et se terminant sur les fonctions demandées aux dispositifs, est un modèle de clarté et de pédagogie.

La seconde partie va du matériau à la cellule. Au contraire de nombre d'ouvrages qui relèvent plus du placard publicitaire que de l'approche scientifique, le compromis entre absorptivité optique, transport électronique et coût donne une

grille de lecture très saine des différentes familles de solutions envisageables. Elle permet une analyse de cout/performance qui pourrait, par exemple, constituer un guide de pertinence en termes de marchés accessibles suivant les spécificités des filières technologiques, une sorte de « front de Pareto » comme « guide de recherche ».

La troisième partie va de la cellule au système, elle va pour ainsi dire du laboratoire à l'industrie. Il est rare dans un ouvrage de cette tenue scientifique de voir les auteurs se « salir les mains » avec des questions aussi ancillaires que la vie des panneau photovoltaïques (on aurait aimé y trouver aussi quelques lignes sur les problèmes d'entretien… notamment vis-à-vis des salissures et poussières inévitables) ou les aspects économiques (la question des procédés de fabrication, très bien traités du point de vue technique, pourrait être complétée de quelques données en terme d'OPEX et de CAPEX).

Le dernier chapitre donne un peu à rêver, ce qui n'est pas interdit au chercheur aussi longtemps qu'il cherche à faire partager son rêve et qu'il ne cherche pas à le survendre. Les questions scientifiques y sont très clairement définies, les nouvelles applications sont évoquées peut-être un peu trop rapidement. La question majeure pour le déploiement du photovoltaïque est autant celle du stockage que celle de la production, et l'intégration difficile au réseau suppose clarifiée la question plus difficile encore de savoir dans nos sociétés la part de l'énergie qui doit relever de l'électricité, et dans cette part, celle qui doit nécessairement passer par un réseau et celle qui peut être locale, avec comme corollaire la qualité de fourniture d'électricité que nous sommes prêts à accepter et à quel coût. Ces questions essentielles sont introduites ici, même si elles dépassent le cadre de cet ouvrage. C'est par de telles contributions qu'on peut espérer que revienne dans le processus de décision la rationalité qui n'aurait jamais dû la quitter.

Reste enfin, une fois cette analyse faite, à suivre le précepte de Clémenceau « Savoir ce qu'on veut ; quand on le sait, avoir le courage de le dire ; quand on l'a dit, avoir le courage de le faire ». Ce qui suppose de prendre les décisions politiques et industrielles qui s'imposent, en termes de développement d'une filière industrielle, et les actions au niveau international, en termes de protection du marché, qui les rendront réalistes.

Soussey-sur-Brionne,
28 décembre 2022

Table des matières

Preface III

Introduction 1

1 Une histoire technique du photovoltaïque 5
1.1 Les trois naissances de l'effet photovoltaïque 6
1.2 Le photovoltaïque prend son envol 10
1.3 Le silicium explose 12
1.4 Le photovoltaïque dans le monde aujourd'hui 15

Partie 1 De la lumière à la cellule solaire 21

2 La ressource solaire 23
2.1 Le rayonnement du corps noir 23
2.2 Le rayonnement solaire 25
2.3 Du sommet de l'atmosphère à la surface terrestre 26
2.4 Ordres de grandeur 30

3 Limites thermodynamiques de la conversion photovoltaïque 35
3.1 Transformer la chaleur solaire en électricité : la machine de Müzer et ses limites 36
3.2 La voie du solaire thermodynamique : concentrer la lumière . . . 38
3.3 La voie du photovoltaïque : introduire un gap 39

4 Des concepts aux dispositifs : comment réaliser les fonctions nécessaires à la conversion photovoltaïque 53
4.1 Absorption optique 53
4.2 Durée de vie des porteurs de charge 56
4.3 Transport des porteurs de charge 58
4.4 Extraction sélective 60

Partie 2 Du matériau au dispositif 63

5 Bon transport électronique et coût raisonnable, mais faible absorption optique : les cellules en silicium cristallin **67**
5.1 De la silice au polysilicium 69
5.2 Du polysilicium au lingot de silicium 70
5.3 Du lingot au wafer 72
5.4 Du wafer à la jonction 73
5.5 De la jonction à la cellule 76
5.6 De la cellule au module 79

6 Bonne absorptivité, mauvais transport, faible coût : les cellules en couches minces, organiques, amorphes, pérovskites **83**
6.1 Fabrication des couches minces 85
6.2 Architecture d'une cellule en couche mince 87

7 Excellente absorption optique, excellent transport électronique, coût élevé : les cellules épitaxiées **93**
7.1 L'épitaxie et les techniques de croissance épitaxiale 95
7.2 Conclusion 99

Partie 3 Du laboratoire à l'industrie **101**

8 La vie d'un panneau photovoltaïque **103**
8.1 Production en conditions réelles 103
8.2 Dégradation d'un panneau photovoltaïque 106
8.3 Fin de vie et recyclage 111
8.4 Conclusion 114

9 Coûts économiques et écologiques du photovoltaïque **117**
9.1 Coûts économiques 119
9.2 Coût énergétique et coût carbone 123
9.3 Coûts en matériaux 126

10 Défis et perspectives **131**
10.1 Développer une industrie solaire à l'échelle du terawatt 131
10.2 Augmenter l'efficacité de conversion au-delà de la limite de Shockley-Queisser 133
10.3 Imaginer de nouvelles applications 136
10.4 Intégrer la production au réseau électrique 142

Conclusion **147**
Index **150**
Sponsors **153**

Introduction

L'énergie solaire arrivant sur Terre constitue une ressource dix mille fois supérieure aux besoins de l'Humanité. Réussir à tirer le meilleur parti de cette manne énergétique représente un enjeu essentiel pour assurer un approvisionnement durable à nos sociétés. Pour y parvenir, l'effet photovoltaïque, qui permet la conversion directe de la lumière du Soleil en électricité, est un outil indispensable.

Emblème de la transition énergétique, les panneaux photovoltaïques ont connu des développements spectaculaires en l'espace de quelques décennies. Ils font aujourd'hui l'objet d'un débat intense, et parfois houleux. L'augmentation rapide des rendements, la chute des coûts et la diversification des applications laissent entrevoir à certains un avenir radieux pour le photovoltaïque. La consommation de matières premières, la dilution de la ressource solaire et l'intermittence de la production font penser à d'autres que le photovoltaïque restera marginal.

Si le débat est aussi complexe, c'est peut-être parce que le solaire photovoltaïque est au croisement de plusieurs mondes mais n'appartient à aucun. La conversion de l'énergie solaire en électricité est une question de thermodynamique, le principe de fonctionnement des dispositifs repose sur la physique des matériaux semi-conducteurs, leur fabrication tient largement de la chimie inorganique et leur opération en conditions réelles tient plutôt de l'ingénierie électrique. La science du photovoltaïque fait se rencontrer la recherche académique la plus fondamentale et les développements industriels les plus appliqués.

Nos activités de recherche, d'enseignement et de vulgarisation sur l'énergie en général, et sur le solaire photovoltaïque en particulier, nous ont convaincus de l'importance d'aborder ce débat en combinant ces différents éclairages,

plutôt que de garder les perspectives séparées. Nous pensons que cette vue d'ensemble est nécessaire pour appréhender les problématiques scientifiques, techniques et industrielles, et envisager le rôle du solaire photovoltaïque dans notre futur énergétique. Nous pensons enfin qu'il est possible d'éclairer ces questions complexes avec des explications simples, sans formalisme mathématique, mais sans dénaturer les lois physiques sous-jacentes.

L'ambition de ce livre est de donner les clés pour identifier et comprendre les dynamiques, l'état actuel et les perspectives du domaine. Son originalité est de montrer, sans formalisme mathématique, comment des principes physiques de base conditionnent les techniques de fabrication, l'efficacité, l'architecture et le fonctionnement des panneaux solaires. Pourquoi les rendements de conversion des dispositifs commerciaux sont-ils autour de 20 %, et pas beaucoup plus, ou beaucoup moins ? Pourquoi les cellules sont-elles constituées de tels matériaux plutôt que de tels autres ? Pourquoi inclure telle ou telle couche dans la fabrication d'une cellule ? Quel est l'effet de la chaleur sur l'efficacité, ou la durée de vie, des panneaux solaires ?

Cette approche, inspirée par nos enseignements à l'École polytechnique et à Mines Paris PSL, met en lumière les points communs partagés par toutes les technologies solaires malgré leurs apparentes différences, tout en expliquant leurs spécificités. Elle permet de comprendre les ordres de grandeur et les lois d'échelle du secteur, en explicitant ce qui relève de l'état de l'art, et ce qui tient des limites fondamentales. Le livre s'attachera également à donner les estimations les plus récentes des coûts économiques et écologiques du photovoltaïque. Au-delà des valeurs chiffrées, ce sera l'occasion d'expliciter les différents périmètres habituellement considérés pour calculer ces coûts, en discutant de leur pertinence et de leurs limites.

Ce livre vise un lectorat doté d'une culture scientifique, mais sans connaissance particulière dans les sujets traités (enseignants de lycée, étudiants de premier cycle universitaire). Il peut intéresser également des lecteurs attirés par la science de la conversion d'énergie, qui trouveront ici des applications pratiques, et des lecteurs curieux de la transition énergétique, qui ancreront leur vision dans des considérations fondamentales. Il est également susceptible d'intéresser des étudiants en cours de spécialisation (master, doctorat), en offrant un panorama transverse dépassant les spécificités de chaque technologie.

Comment lire ce livre ?

Le chapitre introductif raconte l'histoire du photovoltaïque, de sa découverte par Edmond Becquerel à la structuration actuelle de l'industrie solaire.

La première partie du livre, **la plus fondamentale**, introduit les concepts communs à toutes les technologies solaires. Partant de considérations thermodynamiques, on établira les limites de rendement pour la conversion photovoltaïque pour un dispositif parfait. On identifiera les fonctions indispensables à la réalisation de cette conversion, et on discutera des stratégies envisagées pour réaliser ces fonctions dans des dispositifs concrets.
La seconde partie, **la plus technologique**, propose un tour d'horizon des filières photovoltaïques. On expliquera les architectures des différentes cellules par les contraintes imposées par les matériaux et les procédés de fabrication, tout en mettant en évidence les points communs entre des dispositifs d'apparence dissemblables.
La troisième et dernière partie, **la plus appliquée**, se concentre sur les panneaux solaires en silicium cristallin qui constituent 95 % du marché. On suivra la vie d'un panneau solaire dans des conditions réelles de fonctionnement, de sa sortie d'usine à son recyclage. On pourra alors estimer les coûts économiques et écologiques du photovoltaïque, et dessiner quatre grandes perspectives pour l'avenir.
Des références pour étayer, approfondir ou élargir l'analyse sont données à la fin de chaque chapitre.

Les auteurs

Daniel Suchet est enseignant-chercheur au département de Physique à l'École polytechnique, où il enseigne le cours « Énergie & environnement ». Ses recherches à l'Institut du Photovoltaïque d'Ile de France (IPVF) portent sur la caractérisation optique de matériaux et de dispositifs pour le photovoltaïque, et sur la modélisation de concepts avancés pour la conversion à très haut rendement.

Erik Johnson est directeur de recherche au CNRS et professeur chargé du cours « Photovoltaics » à l'École polytechnique. Directeur adjoint du Laboratoire de Physique des Interfaces et des Couches Minces (LPICM), il travaille sur les procédés de dépôt par plasma, notamment pour la fabrication de cellules solaires.

Remerciements

La préparation de ce livre a largement bénéficié des discussions avec la communauté académique organisées par Stéphane Collin, Amaury Delamarre et Jean-François Guillemoles dans le cadre de l'atelier collaboratif SolairePV. Il a également été nourri des échanges avec Guillaume Vidon et Thomas Vezin ; il est passé entre les mains du Prof. Doidodu. Les auteurs sont très reconnaissants à Aline Aurias, Yves Bréchet, Bruno Delahaye, Étienne Drahi, Roch Drozdowski-Strehl, Sergej Filonovich, Jean-François Guillemoles, Michèle Leduc, Michel Le Bellac, Daniel Lincot, Pere Roca i Cabarrocas, Gérard Suchet et Pierre Wiltz pour leur relecture attentive et leurs conseils avisés.

1

Une histoire technique du photovoltaïque

L'énergie solaire *photovoltaïque* résulte de la conversion directe de la lumière du Soleil en puissance électrique – à la différence du solaire *thermique*, qui utilise la lumière solaire pour fournir de la chaleur à basse température (<100 °C) et du solaire *thermodynamique*, qui fournit de la chaleur à haute température pour alimenter des turbines. Dans la pratique, la conversion photovoltaïque, objet de ce livre, est réalisée par des *cellules solaires,* souvent assemblées en *panneaux solaires*, ou *modules* (Fig. 1.1). Deux cents ans environ après la découverte de l'effet photovoltaïque par Edmond Becquerel (1820-1891), les panneaux solaires sont devenus une technologie du quotidien, que l'on croise sur les toits des maisons ou le long des voies de chemin de fer. Cette apparente familiarité pourrait faire oublier l'évolution rapide de la filière, qui est passée en quelques années du statut d'utopie énergétique à celui de technologie incontournable pour le secteur électrique.

Ce chapitre introductif trace un rapide aperçu des grandes étapes de l'histoire technique du solaire photovoltaïque. Ces étapes suivent des objectifs d'envergure croissante : identifier et comprendre l'effet photovoltaïque, puis réaliser une cellule avec une efficacité de conversion suffisante pour permettre des applications énergétiques, puis parvenir à réduire suffisamment les coûts pour permettre le déploiement de la technologie, et enfin atteindre un niveau de production suffisant pour représenter un secteur énergétique à part entière. L'histoire sociale et politique du domaine ne sera pas abordée dans ce livre, et on pourra se référer par exemple aux travaux de François Jarrige et Alexis Vrignon.

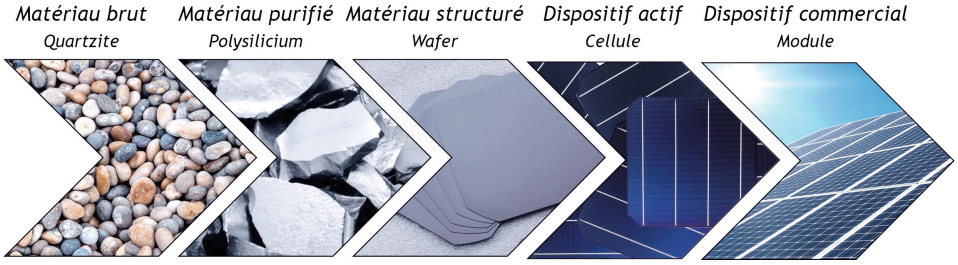


FIGURE 1.1. On naviguera dans ce livre entre plusieurs périmètres, de la matière première au système. Pour la filière silicium, l'aventure commence sous la forme de silice dans des galets quartzeux. Le silicium est purifié (polysilicium), puis découpé en plaquettes (wafers). Une série de procédés transforment les wafers en cellules solaires, qui sont enfin assemblées pour former un panneau solaire (module), prêt à être installé.

1.1 Les trois naissances de l'effet photovoltaïque

Rêve Prométhéen par excellence, l'utilisation du feu solaire est présente depuis longtemps dans les imaginaires comme une façon d'aller puiser l'énergie directement à sa source. La légende voudrait ainsi qu'Archimède ait utilisé la lumière du Soleil pour brûler les voiles de la flotte romaine lors du siège de Syracuse, deux siècles avant notre ère. Cependant, l'énergie solaire est d'abord perçue exclusivement comme une source de chaleur, qu'il s'agit d'utiliser pour atteindre des températures élevées. Une autre perspective, celle de la conversion directe de la lumière en électricité, s'ouvre en 1839 avec la découverte de l'effet photovoltaïque par Edmond Becquerel.

1.1.1 La découverte de l'effet photovoltaïque dans le chlorure d'argent (1839)

Fils d'Antoine (célèbre pour ses travaux sur l'électricité), père d'Henri (prix Nobel pour la découverte de la radioactivité) et grand père de Jean (premier professeur de relativité à l'Ecole polytechnique), Edmond Becquerel est longtemps resté dans l'ombre de son impressionnante dynastie. Ce sont pourtant ses travaux sur la lumière, et plus précisément sur l'interaction entre lumière et matière, qui sont à l'origine de nos technologies solaires. Dans le laboratoire au Museum National d'Histoire Naturelle où il travaille avec son père, Edmond Becquerel réalise des expériences pour estimer la capacité des rayons lumineux à induire des réactions chimiques. Deux lames de platine sont reliées par un fil électrique et immergées dans un liquide conducteur (électrolyte) contenu dans une cuve opaque. Si on éclaire une des deux lames, rien ne se passe. Mais si la lame est préalablement recouverte de chlorure d'argent, alors l'éclairement

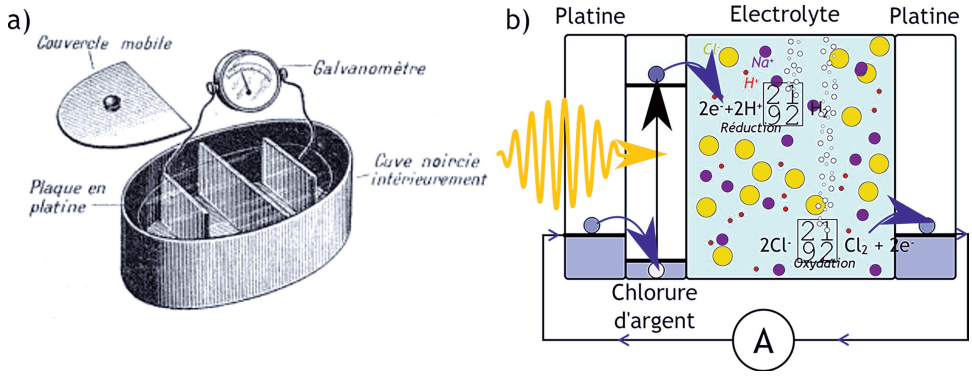


FIGURE 1.2. a) « Comment fut réalisée une des premières expériences d'Edmond Becquerel », figure issue du magazine La Nature, 1931. Deux plaques de platine sont installées dans une boîte remplie par un liquide ionique (électrolyte). Une des plaques est maintenue à l'obscurité par un couvercle, l'autre est recouverte de chlorure d'argent et exposée à la lumière. Le dispositif génère un courant électrique mesuré par le galvanomètre. b) Avec les concepts de physique et de chimie moderne, on comprend que seuls les photons dotés d'une énergie suffisante sont absorbés par le chlorure d'argent. Les électrons ainsi photo-générés ont un potentiel suffisant pour réduire les ions H^+ de la solution électrolytique. À l'autre électrode, les anions de l'électrolyte (les ions chlorure ici) sont oxydés par le platine et libèrent des électrons qui parcourent le circuit électrique et remplissent le trou laissé par l'électron initialement photo-généré.

engendre un courant électrique dans le fil, que l'on peut mesurer avec un ampèremètre (Fig. 1.2). Plus précisément, la lumière violette, indigo ou bleue produit l'effet, alors que la lumière jaune, orangée ou rouge laisse le système inerte. Si le dispositif est bien différent des cellules solaires modernes, Edmond Becquerel rapporte le même effet photovoltaïque que celui qui fait marcher nos panneaux actuels : la capacité d'un système à produire une réponse électrique lorsqu'il est éclairé par des photons de suffisamment haute énergie. On retrouvera dans le chapitre 2 les mêmes ingrédients dans une cellule solaire moderne, dans le vocabulaire de la physique des semi-conducteurs. Pour Becquerel cependant, l'enjeu n'était pas de produire de l'électricité – et le rendement de conversion de son dispositif ne dépassait sans doute pas 0,001 %, mais plutôt de trouver un moyen de mesurer l'intensité de la lumière par un courant électrique (il développera d'ailleurs un appareil pour cela, nommé « actinometre électrochimique »). Si ses résultats inspirèrent certaines applications pratiques, dont la photographie couleur, la découverte de l'effet photovoltaïque passa largement inaperçue.

Refaire l'expérience d'Edmond Becquerel à la maison
On peut facilement reproduire une expérience analogue à celle d'Edmond Becquerel avec des objets de la vie courante, à condition de mettre la main sur un ampèremètre assez sensible. On remplace les deux lames de platine par deux pièces 5 centimes en cuivre bien propres. En lieu et place de chlorure d'argent, on peut former un oxyde de cuivre à la surface d'une pièce. Pour ce faire, on chauffe une pièce (en la tenant avec une pince !) à la flamme d'une gazinière ou d'un chalumeau à crème brûlée. Quand la pièce est chaude, on la trempe rapidement dans un verre d'eau froide. Le choc thermique décolle l'oxyde cuivreux (noir) et laisse apparaître à la surface une fine couche rose-orangée d'oxyde cuivrique qui servira d'absorbeur. On relie les deux pièces par un fil électrique, et on les plonge dans un verre d'eau très salée. La photopile ainsi formée réagit bien à la lumière. Sa réponse est faible, mais suffisante pour faire réagir un galvanomètre à aiguille !

1.1.2 La redécouverte de l'effet photovoltaïque dans le sélénium (1873)

L'effet photovoltaïque est d'ailleurs redécouvert quelques années plus tard, à la fin du XIX^{e} siècle, dans un tout autre système. Alors qu'Edmond Becquerel étudiait l'effet de la lumière sur des cellules électrolytiques (électrodes métalliques plongées dans un liquide), Willoughby Smith s'intéressait quant à lui à un objet solide : le sélénium, un élément identifié au début du siècle dans les boues d'une usine chimique. Smith est ingénieur télégraphiste, et travaille à l'installation d'un câble sous-marin qui traverse l'Atlantique. Pour vérifier le bon fonctionnement du câble, Smith a besoin de comparer sa résistance électrique à celle d'un dispositif de référence. Pour obtenir une résistance comparable à celle de centaines de kilomètres de câble, Smith choisit comme référence un barreau de sélénium, connu pour être un mauvais conducteur (un semi-conducteur, dans le vocabulaire moderne). Sa technique marche parfaitement la nuit ; mais le jour, la mesure donne des résultats étranges, aléatoires et incohérents. À sa grande surprise, Smith se rend compte que la résistance du barreau de sélénium, loin d'offrir une référence bien stable, change de valeur en fonction de la lumière ambiante ! Plus la lumière est intense, et plus le sélénium devient conducteur. On comprend aujourd'hui ce phénomène comme la contribution à la conductivité électrique des électrons excités par la lumière. Ce résultat, publié en anglais, diffuse plus largement que celui de Becquerel. Trois ans plus tard, William Grylls Adams et Richard Evans Day publient un article qui s'interroge sur la possibilité d'utiliser la photo-réponse du sélénium pour *produire* un courant électrique, et pas seulement le conduire. En 1883, Charles Fritts imagine et réalise avec du sélénium la première cellule solaire destinée à produire de l'électricité. Il installe

même quelques mètres carrés de panneaux à la surface des toits de New York et rêve de rivaliser avec les centrales à charbon. Mais avec 1 % de rendement seulement, cette technologie n'est pas encore en mesure d'offrir des vraies perspectives énergétiques.

1.1.3 La découverte de l'effet photovoltaïque dans le silicium (1941)

Il faut encore attendre une soixantaine d'année pour que le photovoltaïque connaisse un troisième départ – qui sera enfin le bon. L'action se passe au milieu du XX^{e} siècle aux laboratoires Bell – le centre de recherche créé par l'inventeur du téléphone Alexandre Bell, dont la capacité à mener une recherche fondamentale de pointe a largement nourri l'essor des technologies modernes. L'heure est aux premiers pas de l'électronique et l'objectif principal est de développer un système capable de capter les micro-ondes, un enjeu primordial pour la détection radar et ses applications militaires. Il s'agit de remplacer les tubes à vide, transistors archaïques qu'on trouve encore dans les vieux postes de radio (dans les amplificateurs audios à la mode), par des dispositifs suffisamment efficaces pour être utilisés sur le terrain. Un chercheur du Bell Labs, Russel Ohl, insiste pour étudier le potentiel de cristaux de silicium, son ancienne spécialité. Mais les résultats sont erratiques, difficilement reproductibles. Ohl a l'intuition que les propriétés du silicium dépendent largement des quelques impuretés qui se glissent dans le matériau lors de sa cristallisation, et il s'intéresse non seulement aux échantillons, mais aussi à leurs procédés de fabrication. En s'intéressant à un échantillon fêlé, manifestement inapte à servir de détecteur radio, Ohl découvre que le silicium peut générer une tension électrique impressionnante lorsqu'il est soumis à un éclairement lumineux. Le phénomène n'existe pas pour du silicium pur, et n'est permis que par la présence heureuse d'impuretés de nature différentes de part et d'autre de la ligne de fracture. Incidemment, cette découverte fortuite de l'influence des impuretés sur les propriétés électriques du silicium (dopage), est également à l'origine du micro-transistor et donc de la micro-électronique, qui a bel et bien remplacé les lampes à vide. La fameuse « silicon valley », ou vallée du silicium, doit ainsi son nom à un échantillon raté !

Si Ohl dépose en 1941 un brevet « pour un dispositif électrique photosensible », sa cellule n'est guère plus efficace que celles au sélénium de Charles Fritts, et son fonctionnement à peine moins mystérieux. Mais quelques années plus tard, trois autres chercheurs du même laboratoire Daryl Chapin, Calvin Fuller et Gerald Pearson améliorent considérablement la compréhension de la physique du dispositif, et par suite la conception et le procédé de fabrication de la cellule. En 1954, ils atteignent leur objectif en réalisant la première cellule à

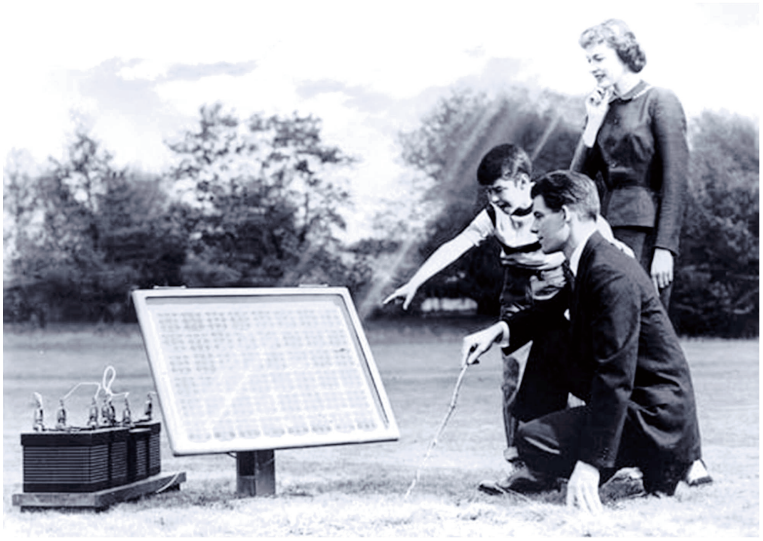


FIGURE 1.3. Publicité pour la Batterie Solaire Bell publiée dans Look Magazine en 1956.

6 % de rendement – ouvrant la voie à des premières applications énergétiques (Fig. 1.3).

1.2 Le photovoltaïque prend son envol

Malgré le succès médiatique de la nouvelle technologie, un obstacle de taille s'oppose à son succès commercial : le prix de l'électricité solaire est largement prohibitif. Une cellule de 10 cm de côté, capable de produire tout juste 1 Watt d'électricité sous un soleil d'été, coûte près de 300 $ – et il en faudrait plusieurs milliers pour alimenter un seul foyer[1]. Or sans débouchés commerciaux, pas d'investissements industriels dans la technologie solaire, donc pas d'amélioration des objets et des procédés, pas de diminution des coûts, donc pas de débouchés. . . Ce cercle vicieux rend les chercheurs pessimistes quant à l'avenir de leur invention.

Le salut viendra de l'espace – et de la force de la conviction avec laquelle Hans Ziegler, expert en énergie pour l'armée américaine, prendra fait et cause pour les cellules du Bell Labs. Dans la course spatiale qui s'engage entre les États-Unis et l'URSS en 1955, les premières étapes consistent à envoyer en orbite des satellites truffés de capteurs pour mieux connaître et comprendre les conditions

[1] Pour plus de détails sur les différents coûts du photovoltaïque (coût des modules, coût installé, coût de l'électricité), voir chapitre 9.

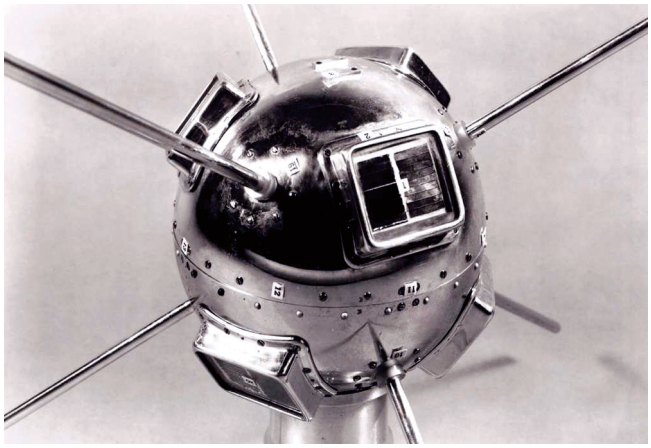


FIGURE 1.4. Le satellite Vanguard-1, doté de 6 petits panneaux solaires.

en haute altitude, assurer les télécommunications et prendre au passage des vues aériennes de l'adversaire. Ziegler est convaincu que les cellules solaires sont bien mieux adaptées que les batteries chimiques ou piles atomiques pour alimenter les engins spatiaux. Légères et modulaires, elles représentent une charge limitée pour le lanceur et elles fonctionnent d'autant mieux qu'elles ne sont plus soumises aux conditions météo lorsqu'elles sont au-dessus des nuages. En 1958, le premier satellite américain mis en orbite, une sphère d'aluminium de 16 cm de diamètre nommée Vanguard-1, se retrouve ainsi muni de 6 cellules solaires (Fig. 1.4). C'est un succès éclatant : les cellules permettent au satellite de communiquer avec la Terre pendant 6 ans, tandis que la batterie chimique s'épuise au bout de 20 jours.

Le secteur spatial devient donc le premier débouché des cellules solaires, et continue aujourd'hui de nourrir une industrie de pointe qui équipe stations et satellites des dispositifs les plus performants du marché. Cette activité permet au solaire photovoltaïque de se développer au-delà des murs du laboratoire, d'améliorer les procédés de fabrication des cellules et de réduire les coûts à une centaine de dollar par Watt – un coût qui reste astronomique pour les applications terrestres.

Ce coût élevé provient en partie du prix du silicium lui-même. Les atomes de silicium sont très abondants sur Terre, mais pour atteindre des rendements acceptables, une cellule solaire doit utiliser des matériaux extrêmement purs, avec moins de 1 atome étranger pour plusieurs millions d'atomes de silicium. Cette purification (décrite plus en détail dans la partie 3) est une étape difficile et délicate. À la fin des années 1960, Elliott Berman imagine une façon de diviser

par 5 le coût de fabrication des cellules solaires, notamment en réduisant considérablement le coût d'approvisionnement en silicium pur. Plutôt que d'acheter des galettes de silicium neuves, Berman utilise les rebuts de l'industrie microélectronique, qui consomme alors des grandes quantités de silicium ultra pur. Il parvient à convaincre le groupe pétrolier Exxon d'investir dans le secteur, en visant tout d'abord des applications spécifiques, où l'approvisionnement électrique est difficile, comme les sites reculés – ou les plateformes pétrolières.

Petit à petit, au fil de l'amélioration des procédés et des dispositifs permise par le gain d'expérience et les effets d'échelle, le prix du solaire photovoltaïque continue de baisser. Avec une remarquable régularité, le prix de vente des panneaux solaires diminue de plus 20 % à chaque doublement du volume produit (Fig. 1.5). C'est la loi de Swanson, qui ressemble à celle de Moore pour l'évolution des microprocesseurs. L'émergence du marché terrestre stimule l'apparition de nouvelles technologies fondées sur de nouveaux matériaux : silicium amorphe, mélanges de cuivre, de gallium, d'indium et de soufre (CIGS), alliages de tellure et cadmium (CdTe), molécules organiques… Cette nouvelle génération de cellules solaires, cent fois plus fines que celles en silicium cristallin (voir partie 2), permet d'envisager de nouvelles applications : panneaux flexibles, cellules colorées ou semi transparentes, dépôts par revêtement sur des grandes surfaces… Alors que l'énergie solaire décolle, les technologies émergentes atteignent plus de 30 % des parts de marché au début des années 90, et s'imaginent bientôt rattraper et dépasser la filière silicium historique.

1.3 Le silicium explose

Dans le courant des années 2000, l'évolution du marché semble promettre la victoire aux couches minces. En effet, la demande croissante de silicium pur pour l'industrie solaire met la chaine d'approvisionnement en tension. Alors que le photovoltaïque consommait 10 fois moins de silicium que la microélectronique en 2000, les deux secteurs mobilisent autant de ressources en 2008 – et le solaire représente aujourd'hui une consommation 10 fois supérieure. Cette concurrence se traduit par une explosion des prix : le kilogramme de silicium purifié passe de quelques dizaines de dollars à près de cinq cents en l'espace de quatre ans. Le coût des modules, qui avait diminué continûment jusqu'à atteindre 4 dollars par Watt, cesse de décroitre malgré les progrès techniques, voire repart légèrement à la hausse (Fig. 1.5).

Cependant, loin de péricliter, la technologie silicium sort de cette crise par le haut, grâce à la mise en place d'une filière de production dédiée aux besoins du solaire et indépendante de la microélectronique. Ce développement est rendu

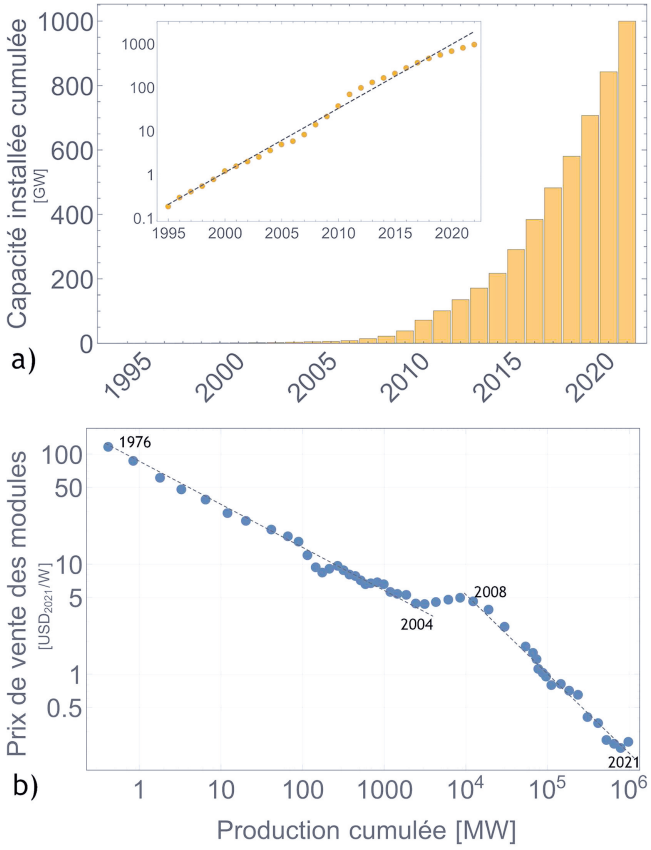


FIGURE 1.5. a) Évolution de la capacité photovoltaïque installée dans le monde (voir définition à la fin du chapitre) au cours du temps. La barre des 1000 GW installés a été franchie en 2022. Insert : les mêmes données en échelle logarithmique. Sur 35 ans, la dynamique est sensiblement exponentielle, avec un taux de croissance de 40 % par an. b) Évolution du prix de vente des panneaux solaires (en dollar constant par Watt) en fonction de la quantité produite (courbe d'apprentissage). On distingue 3 grandes phases : les premiers développements de la filière jusqu'en 2004 (20 % de réduction pour un doublement de la production), puis une stagnation de 2004 à 2008 à cause d'une pénurie de silicium, puis une production de masse jusqu'à aujourd'hui (40 % de réduction pour un doublement de la production).

possible par l'engagement massif de la Chine, jusqu'alors invisible dans un secteur dominé par le Japon, l'Europe et les États-Unis. En 2007, alors que la capacité totale installée dans le monde n'est que de 8 GW, la Chine annonce vouloir atteindre un parc solaire de 1,8 GW en 2020 – elle atteindra en réalité 253 GW, soit 140 fois cet objectif. Avec de larges investissements soutenus par la politique d'état, la Chine achète le savoir-faire développé notamment en Europe, et met son industrie en ordre de bataille pour déployer une capacité de production

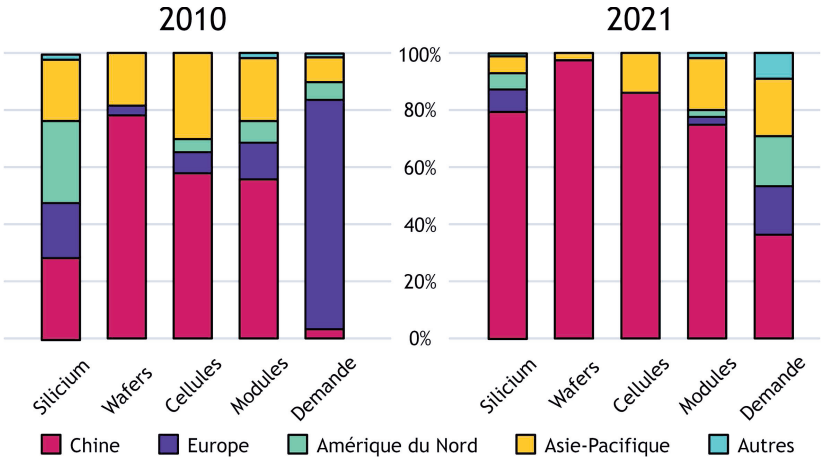


FIGURE 1.6. Répartition de la demande mondiale en panneaux solaires, et de la production de modules, de cellules, de wafers et de silicium purifié. La Chine, minoritaire en 2007, est déjà un acteur incontournable en 2010. Elle détient un monopole quasi total sur toute la chaîne de valeur en 2021. Données : IEA, rapport spécial sur la chaine logistique du photovoltaïque (2022).

sans commune mesure avec les installations existantes. En quelques années, elle prend la main sur l'intégralité de la chaîne de production du photovoltaïque et en particulier sur les étapes les plus techniques voir (Fig. 1.6) : purification du silicium brut (75 % de la capacité mondiale aujourd'hui), découpe des galettes de silicium purifié (97 %), production des cellules (79 %) et assemblage des modules (71 %). Le verrou de l'approvisionnement en silicium ayant sauté, la production des panneaux solaires reprend une croissance exponentielle qu'elle poursuit jusqu'à aujourd'hui.

L'industrie européenne reste cependant sur la touche, victime d'une concurrence d'autant plus rude qu'elle ne tient compte que du prix de vente des panneaux, et non des enjeux sociaux ou environnementaux de leur production. Par ailleurs, la Chine fait de la domination du secteur un objectif stratégique, et vend pendant des années des panneaux à perte pour favoriser l'expansion de son industrie et étouffer la concurrence étrangère. En 2012, une enquête de la Commission européenne conclut ainsi que les panneaux en provenance de Chine devraient être vendus à un prix 88 % plus élevé que celui facturé en réalité. Les mesures anti-dumping instaurées en 2013 n'ont pas empêché la ruine des producteurs européens, et elles ont été levées en 2018, faute d'industrie européenne à défendre. En 2022 cependant, l'importance croissante de l'énergie solaire et l'impact des crises sanitaires et politiques soulignent la nécessité de reconstruire une industrie solaire en Europe, et des initiatives émergent pour

faire reconnaitre le secteur comme un Projet Important pour l'Intérêt européen commun (IPCEI).

1.4 Le photovoltaïque dans le monde aujourd'hui

À l'heure actuelle, la filière du silicium cristallin représente 95 % des panneaux, qui se vendent à moins de 0,25 $ par Watt – 1000 fois moins chères que les cellules du Bell Labs. Les 5 % restant se partagent essentiellement entre le tellure de cadmium (4 %) et le CIGS, alliage de cuivre, d'indium, de gallium et de selenium. Alors que la cellule de Chapin, Fuller et Pearson ouvrait l'ère du spatial avec un rendement de 6 %, les dispositifs terrestres disponibles dans le commerce dépassent aujourd'hui les 20 % d'efficacité. En laboratoire, les cellules silicium atteignent 26,8 % et se heurtent à leur maximum théorique de 29 % (voir chapitre 2). En superposant quatre matériaux différents dans une architecture beaucoup plus complexe, une équipe du *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems* en Allemagne a établi un record à 47,6 % d'efficacité – une prouesse technique impressionnante, plus proche de la recherche fondamentale que des applications industrielles.

Le parc solaire installé dans le monde a dépassé le térawatt de puissance. Un tiers est installé en Chine, un quart en Europe, un peu plus de 10 % aux États-Unis et un peu moins au Japon. Sur l'année 2021, le solaire photovoltaïque a produit 1 000 TWh dans le monde, soit 3,7 % de l'électricité mondiale. En France, la filière représente 13 GW installés (soit près de 10 % du parc) pour 14,3 TWh générés (soit 3 % de la production annuelle, voir l'encadré ci-dessous pour la différence entre ces chiffres). Les projections du gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) envisagent une augmentation du parc solaire par un facteur allant de 7 (scénario avec 50 % d'énergie nucléaire) à 20 (scénario sans énergie nucléaire) d'ici 2050. Au niveau mondial, l'Agence Internationale de l'Energie estime que le solaire photovoltaïque va représenter près de 60 % des nouvelles installations électriques d'ici 2026, avec un développement deux fois plus rapide que celui connu jusqu'à présent.

Préfixe	Kilo (k)	Méga (M)	Giga (G)	Tera (T)	Peta (P)
Puissance	10^3	10^6	10^9	10^{12}	10^{15}

Sous l'apparence d'une progression continue (Fig. 1.7) se cachent des transitions régulières qui réorganisent le domaine. On a notamment évoqué dans ce chapitre la relocalisation de la chaine de production en Chine ; mais la dyna-

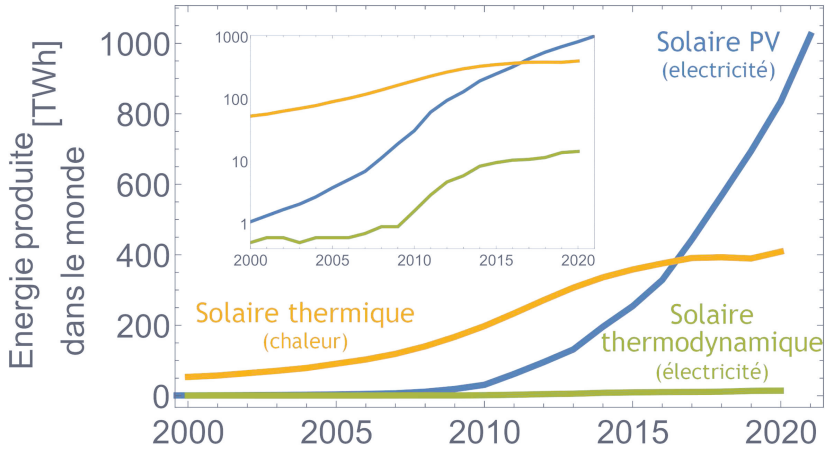
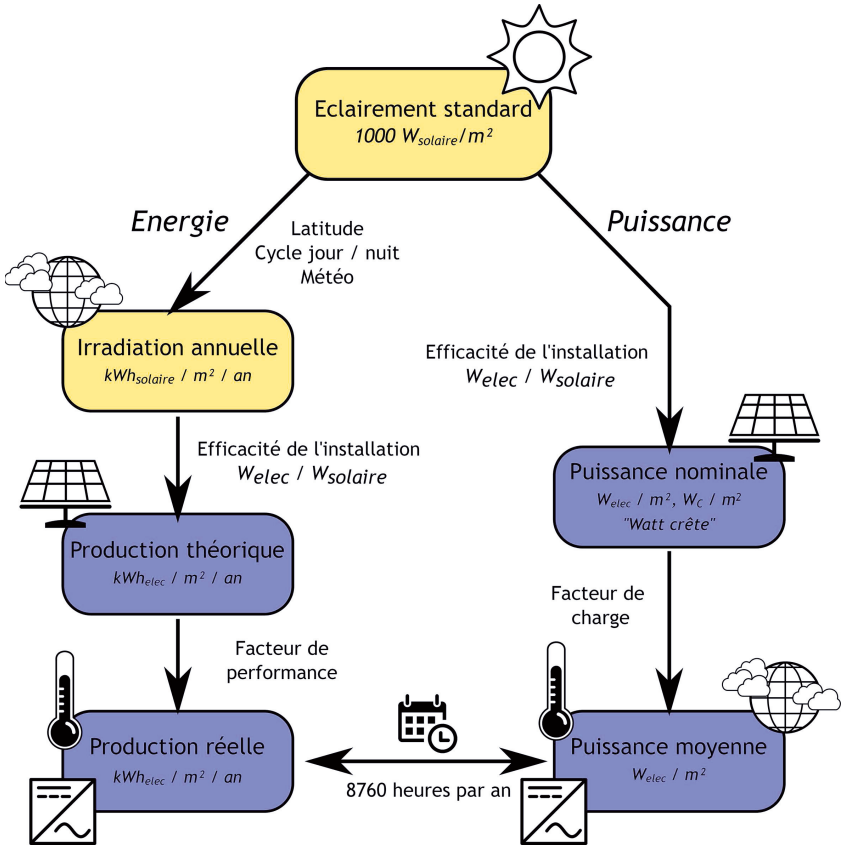


FIGURE 1.7. Production mondiale annuelle d'énergie solaire (en TWh thermique ou électrique) pour les trois technologies de conversion. Insert : les mêmes données en échelle logarithmique. Le solaire thermique produit de l'eau chaude à usage sanitaire ou domestique. Première technologie développée historiquement, la production n'évolue plus beaucoup depuis 2015. Le solaire thermodynamique (ou solaire à concentration) chauffe un fluide à haute température pour produire de l'électricité. Cette technologie est 100 fois moins déployée que les deux autres, notamment du fait des contraintes d'installations. Le solaire photovoltaïque (PV) convertit directement la lumière du Soleil en électricité. C'est la filière qui présente à la fois la plus grande production et la plus forte dynamique.

mique du secteur est également alimentée par l'évolution des architectures de cellule (organisation des couches, techniques de passivation) et l'amélioration des procédés (cellules plus grandes, plus fines, de meilleure qualité) qui émergent, deviennent la nouvelle norme, puis cèdent la place à de nouvelles innovations. La filière s'approche cependant d'une taille critique, où des limites fondamentales commencent à se faire sentir dans l'efficacité des cellules, dans les modèles de production industrielle et dans l'intégration au réseau électrique. Des ruptures seront sans doute nécessaires pour permettre au secteur de s'affranchir de ces limites, et poursuivre un déploiement qui proposera de vraies solutions techniques aux enjeux énergétiques.

Puissance nominale, puissance moyenne, énergie produite

Il existe plusieurs façons de compter l'énergie ou la puissance d'une installation photovoltaïque, reliées les unes aux autres comme indiqué sur la figure ci-dessous. Dans la suite de ce livre comme dans la pratique du domaine, on sera régulièrement amené à passer d'une représentation à une autre.



La **puissance nominale**, ou capacité installée, représente la puissance électrique maximale susceptible d'être générée par un panneau solaire dans les conditions standard d'opération, c'est à dire à 25 °C sous une illumination de 1 000 $W_{solaire}/m^2$ répartie selon une distribution spectrale donnée (spectre AM1.5, voir chapitre 2). Ce standard correspond à la puissance reçue sous nos latitudes en plein été, face au Soleil, par temps dégagé. La puissance nominale, exprimée en Watt crête (Wc), s'estime donc comme le produit de ces 1 000 $W_{solaire}/m^2$ par la surface des panneaux et par le rendement de conversion des panneaux. Cet indicateur permet de décrire la taille de l'installation.

Si l'installation photovoltaïque fonctionnait en permanence dans les conditions standard, elle produirait 8,76 kWh par an pour chaque Watt-crête installé (1 an = 24 × 365 = 8 760 heures). Dans la pratique, une illumination de 1000 $W_{solaire}/m^2$ n'est obtenue que quelques heures par an, quand le Soleil est au sommet de sa course en été. L'**irradiation annuelle**, c'est-à-dire la quantité d'énergie solaire reçue sur un mètre carré horizontal pendant un an, dépend de la position à la surface de la Terre et des conditions météorologique. Une région très ensoleillée comme l'Australie peut atteindre 2 900 $kWh_{solaire}/m^2/an$ (correspondant à une puissance solaire moyenne de 330 $W_{solaire}/m^2$), quand des régions moins exposées comme la Norvège sont sous la barre des 1 000 $kWh_{solaire}/m^2/an$ (soit 110 $W_{solaire}/m^2$ en moyenne).

Si l'installation solaire fonctionnait toujours à son efficacité maximale, la **production d'énergie idéale** (exprimée en kWh_{elec}/an) serait donnée par le produit de l'irradiation annuelle par le rendement des panneaux. Cependant, l'installation ne fonctionne pas toujours à son rendement maximal : la température, l'ombre projetée par l'environnement ou d'éventuelles pannes peuvent réduire son efficacité. Il faut également tenir compte de l'électronique utilisée pour contrôler et injecter dans le réseau la production électrique, comme les onduleurs qui assurent la transformation de l'électricité continue (DC) produite par les panneaux en électricité alternative (AC). Le rapport entre la production théorique et la production réelle s'appelle le **facteur de performance**, et vaut typiquement 85 %.

Enfin, on peut estimer la **puissance moyenne** correspondant à la production réelle lissée sur l'année – c'est-à-dire la puissance qu'il faudrait avoir 24 h sur 24 h 365 jours par an pour accumuler autant d'énergie que celle effectivement produite par l'installation. Le rapport entre cette puissance moyenne et la puissance nominale, qui traduit à la fois les conditions d'illumination et les conditions de fonctionnement, s'appelle le **facteur de charge**. Il vaut typiquement 15 % en France.

Pour en savoir plus

Pour plus d'éléments sur l'histoire technique et industrielle du photovoltaïque : "Triumph of the Sun", Wolfgang Palz, Jenny Stanford Publishing, 2018 ; et plus spécifiquement sur Edmond Becquerel : https ://www.ipvf.fr/fr/symposium-edmond-becquerel/

Pour des éléments sur les choix sociaux et politiques dans l'histoire moderne de l'énergie. F. Jarrige, A. Vrignon, *Face à la puissance Une histoire des énergies alternatives à l'âge industriel*, éditions La Découverte, 2020

Un état des lieux de la filière industrielle : *Special Report on Solar PV Global Supply Chains*, Agence Internationale de l'Énergie, 2022

« Énergie solaire photovoltaïque et transition énergétique », Daniel Lincot, éditions du collège de France et Fayard (2022), en open access : https://books.openedition.org/cdf/14041

Un panorama de la recherche aujourd'hui en France : « Solaire photovoltaïque », sous la direction de Jean-François Guillemoles et Abdelilah Slaoui, International Society for Technology in Education (ISTE) Ed., à paraître

Un travail collaboratif des membres académiques de la Fédération de Recherche du Photovoltaïque a produit un guide des questions fréquemment posées (FAQ) sur le solaire photovoltaïque en France ainsi que des supports de communication (quiz, posters, livret) en licence Creative Common : « Le solaire photovoltaïque en France, réalité, potentiel et défis » (https://solairepv.fr/)

Partie 1
De la lumière à la cellule solaire

2

La ressource solaire

L'ingrédient fondamental du solaire photovoltaïque est avant tout la lumière du Soleil. C'est l'abondance et la durabilité de cette lumière qui motive le développement de cette filière énergétique. Ce sont les propriétés de cette lumière qui dictent les caractéristiques que doit avoir une cellule solaire pour produire efficacement de l'électricité. Ce sont aussi ces propriétés qui fixent les limites ultimes de l'utilisation de l'énergie solaire.

L'objectif de ce chapitre est d'établir les ordres de grandeur de la ressource solaire à partir des principes fondamentaux. On commencera par estimer la puissance totale rayonnée par le Soleil, puis la fraction atteignant la Terre. On discutera ensuite l'influence de l'atmosphère, de la rotondité et de la rotation terrestre. On pourra ainsi introduire les outils standards de description du spectre solaire perçu sur Terre, et situer la ressource solaire dans la problématique énergétique.

2.1 Le rayonnement du corps noir

À 150 millions de kilomètres de la Terre, le cœur du Soleil est le siège de réactions de fusion thermonucléaires qui libèrent une puissance d'environ $4\ 10^{26}$ W. Cette puissance maintient le Soleil à une température très élevée : 15 millions de Kelvin au centre de l'étoile, 5 800 Kelvin à la surface de l'astre, qui rayonne vers l'espace. Une infime fraction de ce rayonnement, environ un cinquante millième, atteint la Terre, et représente l'origine de l'intégralité (ou presque) des ressources énergétiques de notre planète, comme on le verra plus bas.

Le rayonnement du Soleil suit la loi d'émission d'un *corps noir*. Un corps noir est un objet capable d'absorber n'importe quelle lumière, et qui apparait donc *a priori* noir à un observateur. Mais le noir du corps noir n'est qu'apparent et trompeur. Car de façon surprenante, si un objet est capable d'absorber de la

lumière, alors cet objet émet en permanence un rayonnement électromagnétique. Encore plus surprenant : ce rayonnement ne dépend pas de la nature ou de la composition de l'objet, mais uniquement de sa température. Un corps noir n'apparait noir à nos yeux que tant qu'il est trop froid pour émettre un rayonnement visible. Mais si sa température augmente, le corps noir commence à rougeoyer, comme un charbon de bois, ou un fer au feu. Si sa température augmente encore, le corps noir devient de plus en plus brillant, et sa lueur passe du rouge au jaune, puis au blanc. Si sa température atteint 5 800 K, le corps noir émet exactement la même lumière que le Soleil, quand bien même il serait composé d'une matière complètement différente.

La loi de Planck

L'image habituelle décrivant le rayonnement d'un corps noir est celui d'une enceinte à température fixée, dont les murs sont capables d'absorber et d'émettre des radiations électromagnétiques. L'équilibre thermodynamique entre les murs et la radiation contenue dans la cavité permet d'établir distribution spectrale de la radiation. On estime ensuite le rayonnement émis par le corps noir vers l'extérieur en imaginant un petit trou percé dans une des parois, qui permet de laisser sortir une partie de la radiation sans perturber sa distribution. Cet exercice académique permet d'établir la loi de Planck, qui exprime la densité spectrale de puissance émise par unité de surface[2] comme

$$\phi_E\left(h\nu\right) = \frac{2}{h^3c^2}\frac{\left(h\nu\right)^3}{\exp\left(\frac{h\nu}{k_BT}\right)-1}$$

où $c = 3\ 10^8$ m/s est la vitesse de la lumière, $h = 6,62\ 10^{-34}$ J.s est la constante de Planck (« Hilfsgrösse », ou constante d'aide en Allemand), $k_B = 1,38\ 10^{-23}$ J/K est la constante de Boltzmann et T est la température du corps (en Kelvin). On remarquera que cette expression ne dépend effectivement que de la température et d'aucune autre propriété du système.

La puissance totale rayonnée par chaque unité de surface du corps noir s'obtient en additionnant le flux émis à chaque énergie et s'exprime suivant la loi de Stefan

$$\phi_E = \int \phi_E\left(h\nu\right)\mathrm{sd}\left(h\nu\right) = \sigma T^4$$

où $\sigma = 2\pi^5k_B^4/15h^3c^2 = 5,67\,10^{-8}$ W/m^2/K^4 est la constante de Stefan.

[2]La quantité $\phi_E\left(h\nu\right)d\left(h\nu\right)\mathrm{d}S$ représente la puissance émise par une surface dS et portée par des modes (des « photons ») d'énergie comprise entre $(h\nu)$ et $(h\nu)$ + d$(h\nu)$.

Le rayonnement émis par un corps noir fait partie des grands mystères de la fin du XIX^{e} siècle. Comment estimer, en fonction de la température, la distribution spectrale du rayonnement – c'est-à-dire la contribution de chaque longueur d'onde dans la lumière émise ? En 1901, Max Planck parvient à formuler une loi qui répond à cette question. Il introduit pour ce faire, dans un geste qu'il juge lui-même désespéré, une « constante d'aide », un artefact de calcul qui découpe l'énergie émise par le corps noir en petits paquets élémentaires. Max Planck trouve cette astuce mathématique absurde du point de vue physique, car il s'attend à ce que l'énergie soit une grandeur continue, et non quantifiée. Mais sa loi coïncide avec les données expérimentales avec une précision impressionnante. Il reviendra à Einstein de donner un sens physique aux quanta de Planck, et d'initier ainsi la naissance de la mécanique quantique qui donne sa pleine justification à la loi phénoménologique de Planck.

2.2 Le rayonnement solaire

Muni de ces lois, on peut facilement estimer le rayonnement émis par le Soleil, et celui reçu sur Terre (Fig. 2.1).

Au niveau du Soleil d'abord : avec une température de 5 800 K, la surface de notre étoile brille bien dans le visible entre 400 et 800 nm, avec un maximum d'émission autour de 500 nm, dans le jaune. Notons cependant que le Soleil

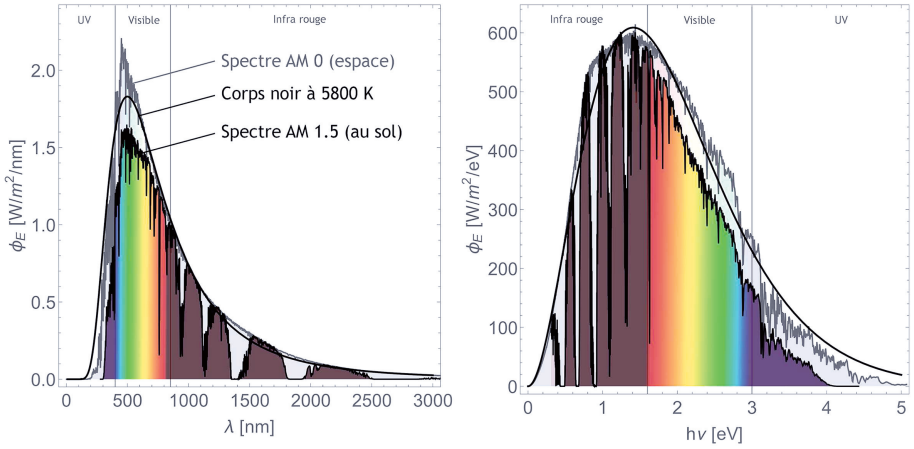


FIGURE 2.1. Spectre solaire (en longueur à gauche, en énergie à droite) mesuré dans l'espace, au sommet de l'atmosphère (AM0) et à la surface de la Terre à une latitude de 48° (AM1.5). On repère facilement les raies d'absorption dues à la traversée de l'atmosphère. Ces spectres sont bien décrits par la loi de Planck décrivant le rayonnement d'un corps noir à 5 800 K.

rayonne également de part et d'autre du visible, émettant une part de son rayonnement dans l'infrarouge (40 % de la puissance totale) et une fraction plus faible dans l'ultraviolet (10 %). La puissance totale rayonnée par l'ensemble de la surface du Soleil, toutes longueurs d'onde confondues, vaut d'après la loi de Stefan

$$P_{Soleil} = 4\pi R_S^2 \times \sigma T^4 \simeq 4 \times 10^{26} \text{ W}$$

où $R_S = 700\,000$ km est le rayon du Soleil. On retrouve bien sûr la puissance générée par les réactions de fusion, qui est évacuée vers l'espace sous forme de rayonnement.

Ce rayonnement est émis dans toutes les directions, et seule une fraction atteint la Terre. À une distance D du Soleil, la conservation de l'énergie impose la valeur du flux solaire :

$$\phi_0 = \frac{P_{Soleil}}{4\pi D^2} = \frac{R_S^2}{D^2}\sigma T^4 \simeq \frac{\Omega_S}{\pi}\sigma T^4$$

où Ω_S est l'angle solide du Soleil vu depuis la distance D. La Terre se situe à 150 millions de kilomètres de Soleil et le flux solaire au sommet de l'atmosphère terrestre vaut ainsi 1 360 W/m².

2.3 Du sommet de l'atmosphère à la surface terrestre

Du sommet de l'atmosphère à la surface terrestre, deux facteurs réduisent le flux solaire (Fig. 2.2).

Le premier facteur est géométrique. Du fait de la rotation de la Terre, une surface posée au sol n'est pas toujours orientée vers le Soleil. On distingue ainsi l'irradiance (ou éclairement) *horizontale*, correspondant au flux solaire reçu par une surface posée au sol, et l'irradiance *normale*, correspondant au flux reçu si la surface est orientée vers le Soleil.

On peut estimer ainsi le flux horizontal moyen reçu sur Terre en tenant compte de la course du Soleil dans le ciel (Fig. 2.2). Considérons un point situé à la surface de la Terre et repéré par ses coordonnées(θ, φ), où θ est pris par rapport à l'axe de rotation de la Terre ($\pi - \theta$ est donc la latitude du point considéré) et φ est défini par rapport à la direction du Soleil, qu'on considérera dans le plan de l'équateur par simplicité [3]. La valeur de φ change avec l'heure de la journée au fil de la rotation de la Terre : φ vaut $-\pi/2$ le matin au lever du Soleil, 0 à midi lorsque le Soleil est au plus haut de sa course, $\pi/2$ le soir au coucher du Soleil. Dans le repère ainsi défini, la projection de la normale au point (θ, φ) sur

[3] Notons cependant que cette simplification fait disparaître les saisons !

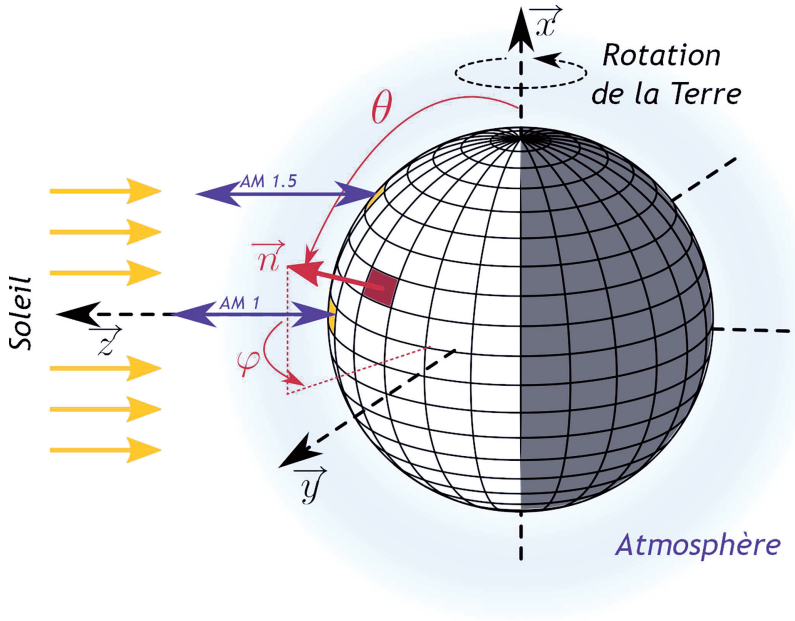


FIGURE 2.2. Le Soleil (supposé dans le plan de l'équateur par simplicité), est dans la direction de l'axe z. Rouge : effet géométrique. Du fait de la rotondité de la Terre, une surface posée au sol aux coordonnées (θ, φ) perçoit un flux surfacique réduit d'un facteur $\vec{n}.\vec{z} = \sin\theta\cos\varphi$. L'angle θ correspond à (π moins) la latitude du point considéré ; l'angle φ change continuellement au fur et à mesure de la rotation terrestre. Bleu : effet atmosphérique. Une fraction du flux solaire est absorbée par son passage dans l'atmosphère. Cet effet est d'autant plus marque que la distance parcourue par la lumière dans l'atmosphère est importante – *i.e.* lorsque le Soleil est proche de l'horizon.

la direction du Soleil vaut $sin\theta cos\varphi$ et la puissance surfacique s'exprime donc comme $\phi_0 \times \sin\theta\cos\varphi$.

On retrouve bien que l'irradiance horizontale est maximale lorsque le Soleil est au sommet de sa trajectoire dans le ciel ($i.e. \varphi = 0$) ; elle vaut alors $\phi_0 \sin\theta$. Cette dépendance avec la latitude exprime la différence d'ensoleillement entre les régions équatoriales (θ proche de $\pi/2$) et les régions polaires (θ proche de 0 ou de π). Sous une latitude de 48°, correspondant à une grande partie de l'Europe, des États-Unis, de la Chine et du Japon, l'intensité maximale reçue au sol est réduite de 1 390 W/m² à 1 030 W/m² environ, du simple fait de la rotondité de la Terre.

On peut également estimer l'irradiance horizontale moyenne reçue par cette surface, lorsque la Terre fait une rotation complète. En intégrant sur φ, on trouve que l'irradiance moyenne est réduite par rapport à sa valeur maximale d'un facteur $1/\pi$:

$$\langle \phi(\theta) \rangle = \frac{\phi_0 \sin\theta}{\pi}$$

En reprenant l'exemple précédent, la rotation de la Terre (ou la course du Soleil dans le ciel) réduit l'irradiation horizontale moyenne perçue sous nos latitudes à 330 W/m^2 environ.

Enfin, on peut intégrer la puissance surfacique reçue à chaque latitude pour trouver la puissance solaire totale reçue sur Terre

$$P = \phi_0 \times \pi {R^2}_T$$

Comme on pouvait s'y attendre, ce résultat correspond à la puissance captée par le disque que représente la Terre vue depuis le Soleil.

Le second facteur atténuant le rayonnement solaire atteignant le sol est lié à l'atmosphère. Bien que l'air nous apparaisse transparent au quotidien, les 50 premiers kilomètres de l'atmosphère sont en réalité assez denses pour absorber et diffuser une fraction significative du rayonnement solaire, même en l'absence de nuages. L'absorption atmosphérique dépend de la longueur d'onde : les fréquences résonnantes avec les transitions de l'ozone, du dioxygène, de l'eau ou du dioxyde de carbone sont plus facilement absorbées que les autres, ce qui se traduit par l'apparition de raies dans le spectre (Fig. 2.1). La diffusion quant à elle est moins sensible à la nature des espèces chimiques présentes dans l'atmosphère et suit essentiellement la loi de Rayleigh[4]. On distingue ainsi deux contributions dans la lumière reçue au sol : l'irradiance *directe* (la lumière venue en ligne droite du Soleil et atténuée par sa propagation dans l'atmosphère) et l'irradiation *diffuse* (la lumière qui renvoyée vers le sol par diffusion dans l'atmosphère, ou par un nuage, ou par l'environnement). La somme de ces deux contributions forme l'irradiance *totale* (Fig. 2.3).

Ces effets atmosphériques sont d'autant plus importants que la lumière du Soleil doit traverser une couche épaisse d'atmosphère avant d'atteindre le sol. Or la distance parcourue par la lumière dans l'atmosphère dépend de la position du Soleil dans le ciel (Fig. 2.2) : elle est minimale quand le Soleil est au Zenith à l'équateur, et maximale quand le Soleil approche l'horizon. Pour en

[4] La diffusion Rayleigh diminue avec la longueur d'onde du rayonnement à la puissance 4. Ainsi, le bleu (~400 nm) est 16 fois plus diffusé que le rouge (~800 nm) – ce qui explique pourquoi le ciel est bleu, et pourquoi la lumière d'un coucher de Soleil à l'horizon, qui a traversé une grande épaisseur d'atmosphère, nous apparait rouge.

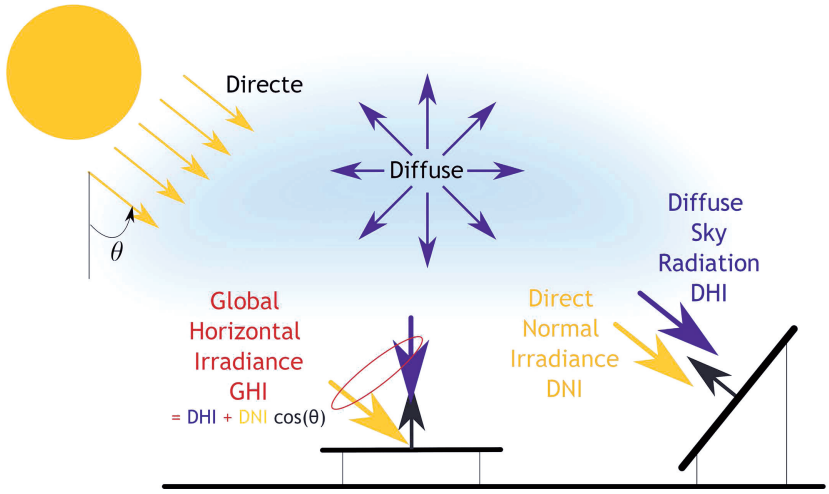


FIGURE 2.3. On caractérise la puissance lumineuse [W/m²] reçue par une surface par son origine (directe si elle vient du soleil en ligne droite, diffuse si elle a rencontré des obstacles en chemin, globale si on somme toutes les contributions) et par l'orientation de la surface (normale si elle est tournée vers le soleil, horizontale si elle est posée à plat par terre). L'irradiance horizontale globale (GHI) reçue par un panneau posé au sol s'exprime ainsi comme la somme de l'irradiance diffuse (DHI) et de l'irradiance directe normale (DNI) pondérée par l'angle entre la surface et le soleil.

rendre compte, on indique l'épaisseur atmosphérique parcourue par la lumière sous la forme d'un indice d'*Air Mass* (AM). Le spectre « AM0 » représente ainsi le rayonnement solaire avant traversée de l'atmosphère. À l'équateur, lorsque le Soleil est au Zénith, la lumière traverse simplement les 50 km d'atmosphère, et l'irradiation globale qui atteint le sol suit le spectre « AM1 ». Sous une latitude de 48°, lorsque le Soleil est au sommet de sa course, sa lumière doit traverser en moyenne une épaisseur d'atmosphère environ une fois et demie plus importante. Le rayonnement perçu au sol est alors décrit par le spectre « AM1.5 », dont l'irradiation directe est réduite à 900 W/m². En y rajoutant la contribution diffuse, l'irradiance globale atteint 1 000 W/m². C'est ce spectre qui est utilisé comme standard pour établir l'efficacité des dispositifs photovoltaïques.

L'ensemble des éléments présentés jusqu'ici sont résumés dans le tableau 2.1. En mettant bout à bout la puissance totale rayonnée à la surface du Soleil, la fraction émise en direction de la Terre, l'atténuation due à la traversée de l'atmosphère, l'effet de la rotondité de la surface terrestre et la rotation de la planète qui entraîne la course du Soleil dans le ciel, on trouve une irradiance moyenne sous

nos latitudes de 240 W/m². C'est bien l'ordre de grandeur des relevés effectués en France métropolitaine, qui donnent une valeur autour de 150 W/m². La différence entre les deux estimations provient largement de la présence des nuages, et de l'alternance des saisons qui ont été négligés jusqu'à présent.

TABLEAU 2.1. Ordres de grandeur de la ressource solaire.

Puissance	**W/m²**
Irradiance atteignant le sommet de l'atmosphère Terre (AM0)	1390
Irradiance horizontale sous 48° de latitude (sans atmosphère)	1030
Irradiance globale directe après 1,5 épaisseur atmosphérique	$900 + 100 = 1\,000$
Irradiance horizontale sous 48° de latitude (avec atmosphère)	740
Moyennée sur la course du Soleil (facteur 1/pi)	240
Irradiance en France (moyenne spatiale sur l'année) → Ensoleillement journalier → Ensoleillement annuel	150 3,6 kWh/m²/jour 1,3 MWh/m²/an
Irradiance moyenne entre les tropiques (moyenne spatiale sur l'année) → Ensoleillement annuel	260 2,3 MWh/m²/an
Irradiance moyenne au Nord de la France (moyenne spatiale sur l'année) → Ensoleillement annuel	110 1 MWh/m²/an

2.4 Ordres de grandeur

L'éclairement solaire est une puissance relativement diluée, variable au cours du temps, dépendant des conditions météorologiques, mais il illumine chaque point de la surface terrestre, tous les jours, et depuis des milliards d'années. De fait, la lumière du Soleil *in fine* est à l'origine de presque toutes les énergies

disponibles sur Terre. Le vent, responsable de l'énergie éolienne comme de la houle, provient des différences de pression engendrées par les différences de températures, elles-mêmes dues aux différences d'irradiance solaire. Le cycle de l'eau, qui génère l'énergie hydraulique, est alimenté par l'évaporation des océans sous l'effet du Soleil. La biomasse provient de la photosynthèse, qui exige bien sûr de la lumière. Le pétrole, le charbon et le gaz sont issus de l'accumulation et de la dégradation de la biomasse sur des millions d'années – ce qui vaut d'ailleurs au charbon le surnom de Soleil enfoui (*buried sunshine*). Les seules énergies disponibles sur Terre qui ne sont pas issues de la lumière solaire sont les énergies nucléaires (naturelle comme la radioactivité responsable de la géothermie, ou artificielles), certaines énergies chimiques (comme celles des piles alcalines) et les énergies de marée.

La quantité totale d'énergie solaire reçue par la Terre en un an est considérable : les terres émergées (30 % de la surface terrestre), en tenant compte de l'alternance jour/nuit et de la présence de nuages, reçoivent une puissance solaire moyenne de 23 000 TW, soit environ 200 000 PWh d'énergie par an. Par comparaison (Fig. 2.4), la consommation d'énergie de l'ensemble de l'humanité

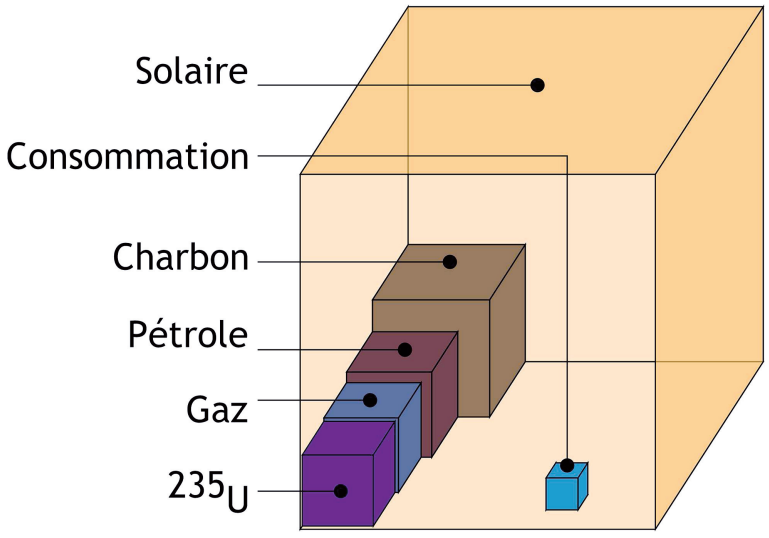


FIGURE 2.4. Le volume de chaque cube représente la quantité d'énergie potentiellement disponible pour la filière associée. Pour les filières fossiles et nucléaire, on représente les réserves actuellement identifiées. Pour l'énergie solaire, on représente l'irradiation atteignant les terres émergées sur un an. Enfin, on représente la consommation totale d'énergie (pas seulement l'électricité) de l'humanité en 2022. Plus de détails dans le texte. Sources : BP Statistical Review of World Energy 2021, Perez & Perez IEA-SHCP-Newsletter Vol. 62, Nov. 2015.

représente une puissance moyenne de 13 TW, soit 100 PWh par an (10 milliards de tonnes équivalent pétrole). Le Soleil apporte donc en permanence assez d'énergie pour couvrir 2000 fois les besoins de l'humanité. Il est également intéressant de comparer la ressource solaire, renouvelable, aux quantités non renouvelables des ressources stockées sur Terre. Si on les brûlait intégralement, l'ensemble des réserves prouvées de gaz, de pétrole et de charbon produiraient respectivement 2 000 PWh, 2 800 PWh et 7 700 PWh. Si l'ensemble des réserves d'Uranium terrestre était utilisé dans des centrales actuelles, l'énergie libérée représentait environ 1 700 PWh.

La lumière solaire représente donc littéralement une manne énergétique : une ressource qui tombe du ciel, avec des contraintes certaines (en particulier, on ne choisit pas quand elle est disponible) mais virtuellement illimitée, dans un moment où l'approvisionnement est particulièrement critique.

Surfaces et énergie solaire photovoltaïque

À partir de la ressource solaire estimée dans ce chapitre, on peut évaluer les surfaces nécessaires à la production d'électricité en prenant un rendement de conversion typique de 20 % (voir chapitre 2). On se contentera ici d'un calcul d'ordre de grandeur, sans tenir compte par exemple des difficultés d'intégration au réseau (voir chapitre 9).

Un ordinateur utilise une puissance d'environ 100 W. Pour l'alimenter directement avec un panneau solaire en pleine journée, il faut compter un demi-mètre carré de surface ($1000\ \mathrm{W/m^2} \times 0,5\ \mathrm{m^2} \times 20\ \%$ de rendement = 100 W). Si on utilise plutôt le panneau pour remplir une batterie, la même surface permet de faire fonctionner l'ordinateur environ 4 h par jour ($150\ \mathrm{W/m^2} \times 0,5\ \mathrm{m^2} \times 20\ \%$ de rendement $\times$ 24 h $=$ 100 W $\times$ 4 h).

De la même manière, pour alimenter un véhicule électrique de 30 kW directement avec des panneaux solaires, il faudrait une surface de 150 $\mathrm{m^2}$ – mais s'il s'agit d'accumuler sur 24 h assez d'énergie pour conduire une heure de trajet maison-travail-maison, une quarantaine de mètres carré suffisent.

Pour produire autant d'électricité solaire que la consommation d'électricité Française (500 TWh par an), il faut une surface d'environ 2 000 $\mathrm{km^2}$ – soit environ 30 $\mathrm{m^2}$ par personne. Cette surface est de l'ordre de celle des toits – mais tous les toits ne se prêtent pas à l'installation de panneaux, bien sûr. Par comparaison, la surface des routes est environ dix fois supérieure ; la surface des parkings et des friches industrielles est environ dix fois plus petite.

Pour en savoir plus

Le modèle SMARTS (Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine) permet de calculer le spectre solaire perçu en tout point du globe, en fonction de la composition atmosphérique : https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/smarts.html

SolarGIS met à disposition des cartes détaillées de la ressource solaire : https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/france

La Commission européenne a développé un outil en ligne pour estimer la production d'une installation solaire partout en Europe : https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

3

Limites thermodynamiques de la conversion photovoltaïque

Lorsque la lumière solaire lorsqu'elle atteint la surface de la Terre, quatre destins s'offrent à elle. Elle peut être convertie en énergie chimique via la *photosynthèse*, avec une efficacité typique de 0,1 % à quelques pourcents. Elle peut être simplement utilisée comme énergie thermique. Une surface noire très absorbante peut atteindre des températures proches de 100 °C sous un soleil d'été. On peut extraire de la chaleur d'un tel absorbeur avec une efficacité de l'ordre de 80 %, et s'en servir par exemple pour obtenir de l'eau chaude sanitaire – c'est l'objet du *solaire thermique.* Enfin, on peut vouloir convertir la lumière du Soleil en électricité. Cette conversion peut être indirecte : on utilise le Soleil pour chauffer un absorbeur à très haute température (plus de 300 °C), dont on extrait une chaleur de grande qualité capable d'alimenter une turbine. On parle alors de *solaire thermodynamique*, ou de *solaire thermique à concentration*. La conversion peut également être opérée de façon directe, transformant les photons directement en électrons. C'est l'enjeu du *solaire photovoltaïque* (PV), qui représente la filière la plus dynamique (voir chapitre 1).

Le rendement maximal avec lequel une quantité de chaleur Q_{sun} fournie par le Soleil peut être convertie en travail électrique W est donné par le théorème de Carnot. En considérant la cellule comme une machine thermique fonctionnant entre une source chaude (le Soleil à $T_{\text{Soleil}} = 5800\,\text{K}$) et une source froide (l'environnement à $T_{\text{ambient}} = 300\,\text{K}$), on estime :

$$\frac{W}{Q_{\text{sun}}} \leq 1 - \frac{T_{\text{ambient}}}{T_{\text{Soleil}}} \simeq 95\,\% \tag{3.1}$$

Ce résultat donne une borne supérieure ultime à l'efficacité des dispositifs de conversion. Cependant, cette borne est bien trop élevée par rapport aux performances réelles (~20-50 %) pour permettre d'identifier les facteurs qui limitent le rendement dans la pratique.

Ce chapitre a pour objectif d'établir un cadre thermodynamique adapté à la conversion de la lumière solaire en électricité. On commencera par estimer le rendement d'une machine thermique, parfaite mais simple, opérant à partir de la lumière solaire (machine de Müzer). On discutera ensuite de deux solutions, correspondant respectivement au solaire thermodynamique et au solaire photovoltaïque, pour dépasser l'efficacité très limitée de ce dispositif. On introduira ainsi le modèle de bilan détaillé, qui offre le cadre conceptuel standard pour l'analyse des cellules solaires.

3.1 Transformer la chaleur solaire en électricité : la machine de Müzer et ses limites

Si le rendement de Carnot ne donne pas une description pertinente des dispositifs photovoltaïques, c'est parce qu'il ne tient pas compte de la manière dont la chaleur est fournie au système. Alors que la thermodynamique habituelle décrit un transfert convectif ou diffusif de chaleur, la conversion d'énergie solaire repose sur un échange radiatif. Or, comme on l'a vu au précédent chapitre, un corps noir capable d'absorber tous les rayonnements doit également émettre lui-même un rayonnement thermique, suivant la loi de Planck.

On peut construire une expérience de pensée pour tenir compte de cette contrainte (Fig. 3.1). Considérons un absorbeur parfait (corps noir) de surface S qui reçoit la lumière du Soleil. Pour simplifier les calculs, on prendra comme flux solaire la valeur au sommet de l'atmosphère. La chaleur reçue par unité de temps est ainsi $Q_{\text{sun}} = \frac{\Omega_s}{\pi}\sigma T_{\text{sun}}^4 \times S$. S'il est maintenu à une température T_{abs}, l'absorbeur émet lui-même une quantité de chaleur par unité de temps $Q_{\text{rad}} = \sigma T_{\text{abs}}^4 \times S$. La chaleur restante $Q_{\text{in}} = Q_{\text{sun}} - Q_{\text{rad}}$ peut être transmise de façon plus « classique » à un moteur thermique, qui opère entre la température de l'absorbeur (chaud) et la température de l'environnement (froid). En appliquant le théorème de Carnot à cette machine, on impose

$$\frac{W}{Q_{\text{in}}} \leq 1 - \frac{T_{\text{ambient}}}{T_{\text{abs}}}$$

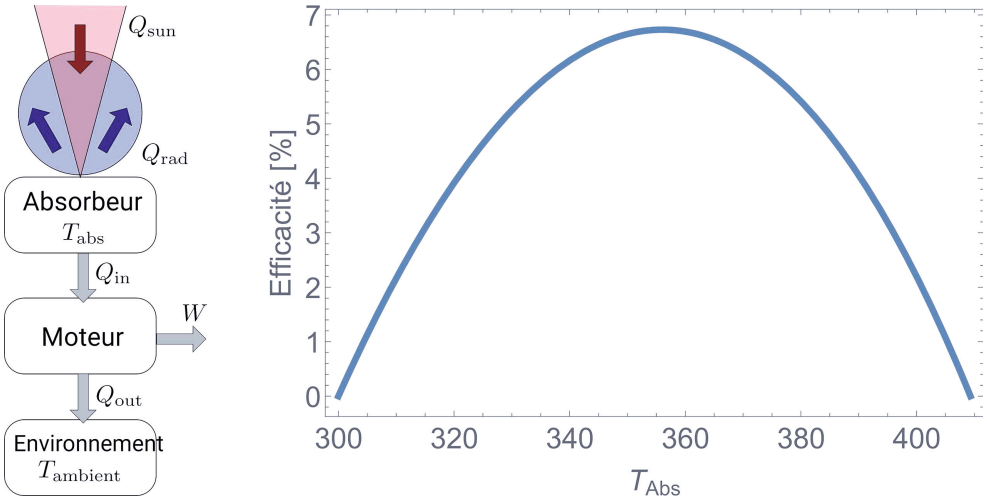


FIGURE 3.1. La machine de Müzer est composée d'un absorbeur parfait (corps noir) qui reçoit la lumière du Soleil, et émet son propre rayonnement thermique. La chaleur excédentaire est transmise à un moteur parfait (machine de Carnot), qui la convertit en travail. L'efficacité globale, rapport entre le travail fournit W et la chaleur reçue du Soleil Q_{sun}, dépend de la température à laquelle opère l'absorbeur. Elle est limitée à moins de 7 % de rendement sous une illumination d'un Soleil.

Le rendement de conversion de l'énergie solaire en travail par ce dispositif, appelé machine de Müzer, doit donc être inférieur à

$$\frac{W}{Q_{\text{sun}}} = \frac{W}{Q_{\text{in}}}\frac{Q_{\text{in}}}{Q_{\text{sun}}} \leq \left(1 - \frac{T_{\text{ambient}}}{T_{\text{abs}}}\right)\left(1 - \frac{\pi}{\Omega_S}\frac{T_{\text{abs}}^4}{T_{\text{sun}}^4}\right)$$

La figure 3.1 montre l'efficacité de conversion de ce dispositif en fonction de la température de l'absorbeur. Si l'absorbeur est trop chaud, la puissance perdue par rayonnement est tellement importante qu'il ne reste presque pas de chaleur à convertir ($Q_{\text{in}} \ll Q_{\text{sun}}$) et, bien que cette chaleur soit efficacement convertie, le rendement global est faible. À l'inverse, si l'absorbeur est trop froid, les pertes par rayonnement sont réduites, mais la différence de température entre la source chaude (l'absorbeur) et la source froide (l'environnement) est trop faible pour permettre une conversion efficace. Le compromis entre ces deux limites restreint le rendement de la machine de Müzer à 6 % d'efficacité environ – bien en deçà des performances de systèmes commerciaux.

Le très faible rendement de la machine de Müzer explique pourquoi le solaire thermique ne peut être utilisé pour générer de l'électricité. Afin de parvenir à produire du travail à partir du Soleil, il faut contourner le compromis discuté plus haut. D'une façon ou d'une autre, il faut parvenir à réduire la

quantité de chaleur perdue par rayonnement, sans empêcher le système d'absorber la lumière du Soleil. Deux solutions peuvent être envisagées : la première est à l'origine du solaire thermodynamique, la seconde permet le solaire photovoltaïque.

3.2 La voie du solaire thermodynamique : concentrer la lumière

La première solution, celle suivie par le solaire thermodynamique, repose sur une astuce géométrique : si on ne peut pas empêcher un corps noir d'émettre du rayonnement thermique, on peut limiter la quantité totale de rayonnement émis en réduisant la surface émettrice. Pour ne pas réduire du même coup la surface exposée à la lumière, on utilise un système optique passif (lentille ou miroir convergent) pour collecter l'éclairement solaire et le rediriger vers l'absorbeur.

Reprenons la machine de Müzer, en considérant à présent que les rayons du Soleil sont captés par une lentille de la même surface S que précédemment, et sont redirigés vers un absorbeur plus petit, de surface s, situé au foyer de la lentille (Fig. 3.2). La puissance absorbée Q_{sun} est inchangée, tandis que la

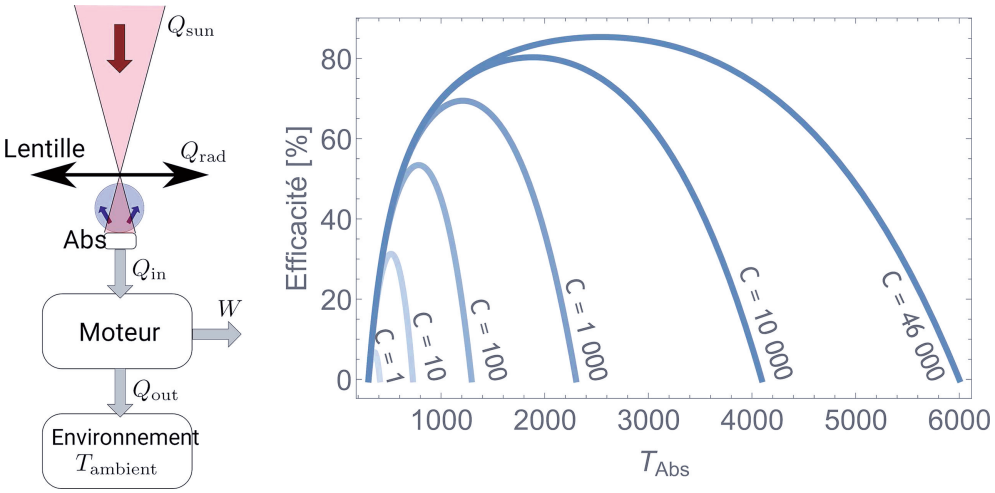


FIGURE 3.2. La machine de Müzer sous concentration absorbe la même quantité de chaleur solaire que précédemment (la lentille fait la même surface que l'absorbeur de la Fig. 3.1), mais limite les pertes par rayonnement en réduisant la taille de l'absorbeur/émetteur. Plus le facteur de concentration (*i.e.* le rapport entre la surface de collecte et la surface d'émission) augmente, plus le rendement peut être élevé. Pour $C = 1$, on retrouve le résultat précédent. Pour $C = 46\,000$, concentration maximale, le rendement peut atteindre 86 %.

puissance rayonnée est réduite par rapport à la situation précédente : $Q_{\text{rad}} = \sigma T_{\text{abs}}^4 \times s$. Le rendement global de cette machine de Müzer sous concentration s'écrit

$$\frac{W}{Q_{\text{sun}}} \leq \left(1 - \frac{1}{C} \times \frac{\pi}{\Omega_S} \frac{T_{\text{abs}}^4}{T_{\text{sun}}^4}\right) \left(1 - \frac{T_{\text{ambient}}}{T_{\text{abs}}}\right)$$

où $C = S/s$ est le facteur de concentration. On peut alors calculer le rendement maximal de cette machine à différentes concentrations (Fig. 3.2).

Sans concentration, l'absorbeur reçoit de la lumière sous un angle solide Ω_S. Au foyer d'une lentille, la lumière parvient à l'absorbeur depuis des angles plus étendus. Il existe une valeur maximale de concentration, qui correspond à la situation où la lumière atteint l'absorbeur depuis toutes les directions. À cette concentration maximale de $C_{\text{max}} = \pi/\Omega_S \simeq 46\,000$, on trouve un rendement de 86 % – il est donc bien possible de convertir efficacement de la lumière en électricité, au moins en théorie !

Dans la pratique, il existe plusieurs modèles de concentrateurs. Les installations existantes prennent le plus souvent la forme de rangées de miroirs paraboliques qui renvoient la lumière vers un tube dans lequel circule un fluide caloporteur. Ces installations atteignent des facteurs de concentration de l'ordre de 100. Les projets en cours de développement sont à présent des champs de miroirs réfléchissant le Soleil vers le sommet d'une tour centrale, avec une concentration dix fois supérieure.

La nécessité de concentrer optiquement la lumière du Soleil entraîne cependant de nombreuses contraintes techniques. Seule la lumière directe, et non la lumière diffuse, peut être focalisée, et le rendement des installations chute très vite dès qu'un nuage couvre le Soleil. Par ailleurs, plus la concentration est forte, plus l'alignement du dispositif doit être précis, sous peine de concentrer la lumière à côté de la cible. Il est donc indispensable de suivre la course du Soleil dans le ciel, ce qui rajoute des pièces mécaniques mobiles, en plus de celles qui composent la machine thermique.

3.3 La voie du photovoltaïque : introduire un gap

Le solaire photovoltaïque repose sur une seconde solution pour limiter les pertes par rayonnement, qui s'appuie sur une astuce spectrale. Pour la comprendre, il nous faut généraliser l'équivalence entre absorption et émission à des objets dont l'absorptivité n'est pas parfaite – des *corps gris*.

3.3.1 Absorption et émission : la loi de Kirchhoff

Cette généralisation est décrite par la loi de Kirchhoff : si un objet est capable d'absorber une fraction $A\,(h\nu)$ d'un rayonnement monochromatique qui lui est envoyé ($A = 1$ à toutes les longueurs d'onde pour un corps noir), alors cet objet émet spontanément un rayonnement thermique qui ressemble à celui d'un corps noir, mais pondéré par son absorptivité $A\,(h\nu)$:

$$\phi_E\,(h\nu) = A\,(h\nu) \times \frac{2}{h^3c^2} \frac{(h\nu)^2}{\exp\frac{h\nu}{k_B T} - 1}$$

Ainsi, s'il est vain de vouloir empêcher l'absorbeur de rayonner aux longueurs d'ondes qu'on souhaite lui faire absorber, on peut espérer éviter d'émettre certaines longueurs d'onde en renonçant à absorber la gamme spectrale correspondante.

En comparant le spectre du Soleil et le rayonnement thermique d'un absorbeur proche de la température ambiante, on remarque une séparation spectrale assez nette (Fig. 3.3). Il s'agit donc de trouver un absorbeur capable d'absorber

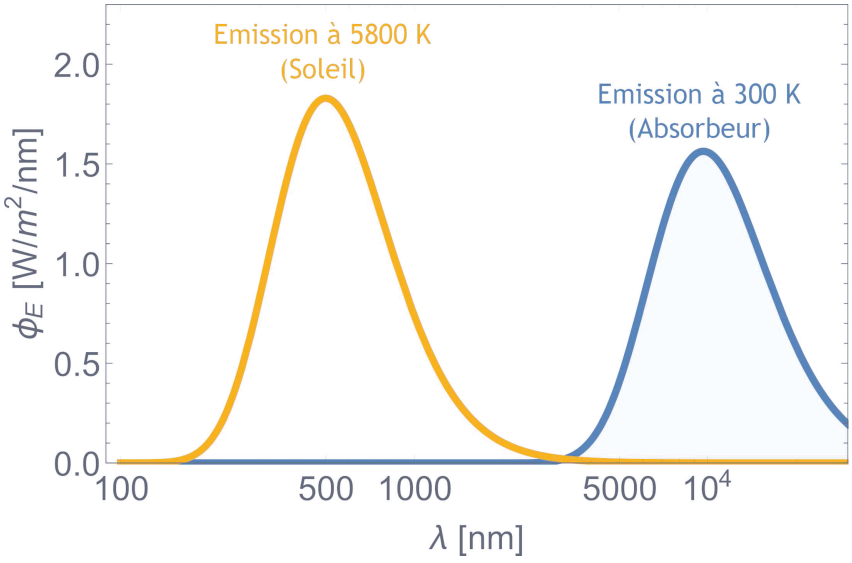


FIGURE 3.3. Distribution spectrale de la lumière solaire et du rayonnement thermique émis par un absorbeur à 300 K. Les deux spectres sont normalisés pour faciliter la comparaison. La loi de Kirchhoff impose au système de rayonner dans chaque longueur d'onde qu'il est capable d'absorber. Le rayonnement à 300 K est très majoritairement émis dans des longueurs d'onde supérieures à quelques micromètres tandis la lumière solaire est très majoritairement portée par des longueurs d'onde inférieures à quelques micromètres. On peut donc séparer spectralement l'absorption et l'émission.

les courtes longueurs d'onde (photons de haute énergie), mais transparent pour les grandes longueurs d'onde (photons de basse énergie). Puisqu'il absorbe les hautes longueurs d'onde, cet absorbeur émettra un rayonnement thermique dans cette gamme – mais compte tenu de sa température, cette émission sera faible. Aux basses longueurs d'onde où l'émission thermique serait plus importante, le rayonnement est empêché par l'absorptivité nulle du système. Un tel absorbeur peut être obtenu avec un *semi-conducteur* (voir encadré ci-dessous) ; c'est la catégorie de matériaux adaptée au photovoltaïque.

TABLEAU 3.1. Valeurs typiques de gap pour des isolants et des semi-conducteurs habituels. Par définition, un conducteur n'a pas de gap.

Isolants		**Semi-conducteur**	
Matériau	Gap (eV)	Matériau	Gap (eV)
Silice (SiO_2)	9	Silicium cristallin (Si)	1,14
Diamant (C)	5,5	Germanium (Ge)	0,67
Alumine (Al_2O_3)	7	Arséniure de galium (GaAs)	1,42

3.3.2 Un premier modèle de cellule solaire : la limite de Tivich Flinn

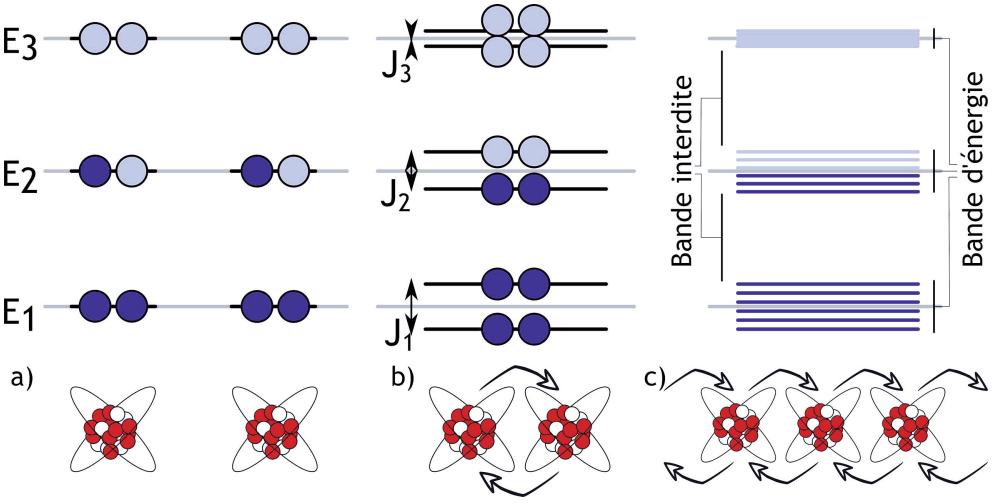
Un premier modèle simpliste permet d'estimer le gap (et donc le matériau) requis pour une bonne conversion de l'énergie solaire, ainsi qu'une borne supérieure sur l'efficacité de conversion.

Considérons que le matériau semi-conducteur est transparent pour les photons d'énergie inférieure à son gap, mais que chaque photon d'énergie supérieure au gap est absorbé et promeut un électron de la bande de valence à la bande de conduction. L'électron ainsi photo-généré perd rapidement une partie de l'énergie qui lui a été fournie par le photon, et relaxe jusqu'au bas de la bande de conduction. On créé ainsi une population d'électrons excités au-dessus du gap, dont on peut se servir pour produire une énergie électrique. Pour ce faire, il faut d'abord transporter les électrons excités depuis le cœur du matériau où ils ont été générés jusqu'à une des surfaces du dispositif, d'où on pourra les extraire, récupérer leur énergie tandis qu'ils redescendent vers la bande de valence, puis les réinjecter dans la cellule. Ce faisant, chaque électron cède une énergie correspondant à la différence entre son état de départ (le bas de la bande de conduction) et son état d'arrivée (le haut de la bande de valence), c'est-à-

dire l'énergie du gap. Par convention, on appelle « – » la borne par laquelle les électrons excités sortent du dispositif et « + » la borne par laquelle ils sont réintroduits. L'encadré ci-dessous donne une analogie mécanique de ce modèle.

Quelques éléments de théorie des bandes

La nature isolante, conductrice ou semi-conductrice d'un matériau dépend de deux facteurs : les niveaux d'énergie accessibles aux électrons du système (bandes) et la répartition des électrons dans ces niveaux.

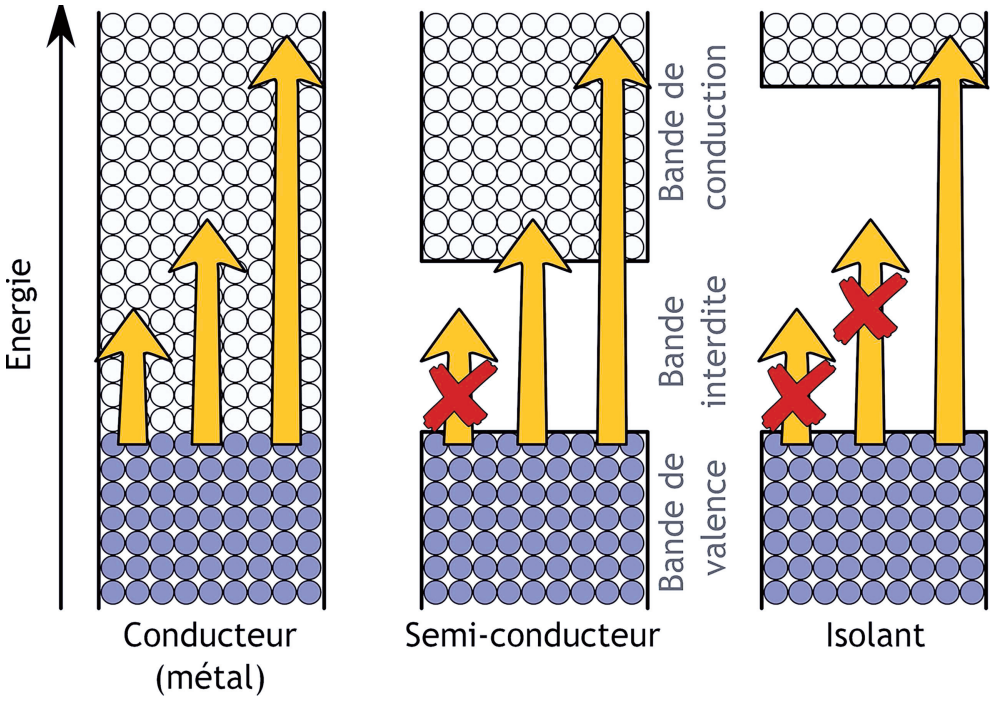


Pour comprendre l'origine des bandes d'énergie, considérons deux atomes identiques, séparés l'un de l'autre. Les électrons de chaque atome n'ont accès qu'à des orbites bien définies, chacune correspondant à un niveau d'énergie donnée. Un électron dans l'orbite n de l'atome 1 a la même énergie E_n qu'un électron dans l'orbite n de l'atome 2.

Rapprochons ces atomes l'un de l'autre, de sorte que les électrons puissent « sauter » de l'un à l'autre. Ce couplage change les niveaux d'énergie disponibles pour les électrons : au lieu des deux niveaux E_n, les électrons ont à présent accès à un niveau d'énergie $E_n - J_n$ (orbitale liante) et un niveau d'énergie $E_n + J_n$ (orbitale anti liante), où J_n caractérise la force du couplage.

Si on rapproche ainsi N atomes régulièrement espacés, les électrons peuvent « sauter » de proche en proche et les N états propres du système correspondent à des ondes électroniques délocalisées sur l'ensemble du réseau. Pour $N \gg 1$, ces niveaux forment un continuum d'énergie répartie dans l'intervalle $[E_n - J_n, E_n + J_n]$; ils forment ainsi une *bande* d'états accessibles aux électrons. Entre les bandes d'énergie se trouvent des *bandes interdites* ou *gaps*, intervalles

d'énergie ne correspondant à aucun état électronique. Par extension, on appelle gap l'écart en énergie E_g entre deux bandes.



Reste à répartir les électrons entre les différents niveaux d'énergie. Dans les conditions ambiantes, la répartition des électrons est principalement gouvernée par la minimisation de l'énergie totale du système. Les électrons ont donc tendance à occuper les états de plus basse énergie. Cependant, en vertu du principe d'exclusion de Pauli, seuls deux électrons peuvent se trouver dans le même état. Pour trouver l'état fondamental du système, on met donc 2 électrons par état (soit $2N$ électrons par bande) depuis les états les moins énergétiques vers les états les plus énergétiques, jusqu'à avoir placé tous les électrons du système.

Le comportement du matériau soumis à une faible excitation dépend essentiellement de là où se trouve le dernier niveau occupé. Une bande complètement vide ne contribue pas à la réponse du système. Plus surprenant, une bande complètement pleine n'y contribue pas non plus – une conséquence quantique de la symétrie des bandes. Ainsi, un matériau est *conducteur*, susceptible de réagir à des sollicitations infiniment faibles, si le

dernier niveau occupé tombe à l'intérieur d'une bande. Il est en revanche *isolant* si l'électron le plus énergétique occupe le dernier niveau disponible d'une bande (bande de valence), la bande suivante étant laissée vide (bande de conduction). Dans ce cas, le système ne peut réagir qu'à des excitations assez fortes pour promouvoir les électrons de la bande de valence, typiquement plusieurs électronvolts. Un matériau *semi-conducteur* est un isolant avec un petit gap, de l'ordre de l'électronvolt – la valeur exacte du gap dépendant de la composition du matériau (voir Tab. 3.1). Il présente un comportement intermédiaire : il ne réagit pas à des sollicitations de trop basse énergie, mais il est susceptible de répondre à des excitations modérées.

On présentera dans l'introduction de la partie 2 une règle permettant d'estimer si un matériau est semi-conducteur à partir du tableau de classification périodique des éléments.

Dans cette description, le flux d'électrons photogénérés J_N est donné par le flux de photons solaires $\phi_N^{\text{sun}}(h\nu) = \phi_E^{\text{sun}}(h\nu)/h\nu$ dont l'énergie est supérieure au gap E_g ; et l'énergie apportée par chacun de ces électrons est donnée par l'énergie du gap. On peut alors estimer la puissance produite par le dispositif :

$$P = E_g \times J_N = E_g \times \int_{h\nu > E_g} \phi_N^{\text{sun}}(h\nu)\, d(h\nu)$$

On trouve ici un nouveau compromis. Si le gap est petit, le courant électrique sera important (beaucoup de photons sont absorbés), mais l'énergie apportée par chaque électron est réduite, et la puissance totale est faible. Si le gap est grand, chaque électron apporte beaucoup d'énergie, mais seuls les photons de haute énergie, peu nombreux dans le spectre solaire, peuvent être absorbés. Le courant est donc réduit, et la puissance totale faible également. Il existe un optimum entre ces deux extrêmes (Fig. 3.4) : pour un gap d'environ 1,1 eV, on obtient un rendement d'environ 40 % (limite de Trivich-Flinn).

La section suivante discutera des limites de ce modèle. Mais sa force est de fournir, à partir d'une description extrêmement simple, un ordre de grandeur réaliste de l'efficacité maximale d'un dispositif photovoltaïque et de cerner la plage de gap dans laquelle chercher des matériaux pour réaliser ces dispositifs.

3.3.3 Un modèle de bilan détaillé : la limite de Shockley Queisser

Le modèle de Trivich-Flinn introduit dans la section précédente présente deux simplifications qui doivent être raffinées pour obtenir un modèle certes toujours idéalisé, mais compatible avec la thermodynamique (Fig. 3.5).

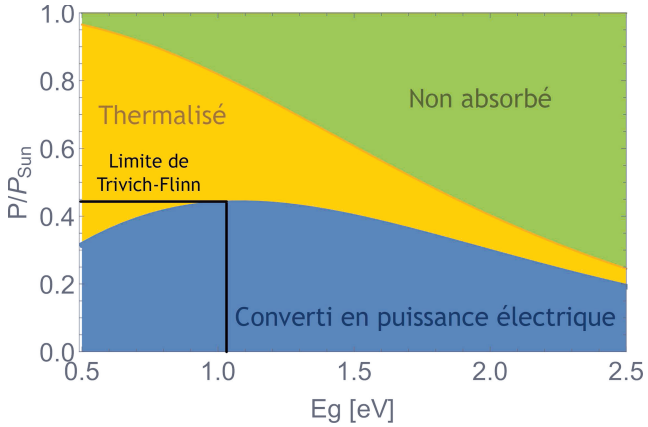


FIGURE 3.4. La puissance de la lumière incidente n'est que partiellement convertie en puissance électrique. Une partie est perdue lors de la thermalisation des électrons photo-générés et une partie n'est simplement pas absorbée. La répartition entre ces trois possibilités dépend du gap *Eg* du matériau absorbeur. Le maximum de conversion est obtenu pour un gap de 1,1 eV, et atteint 41 % d'efficacité.

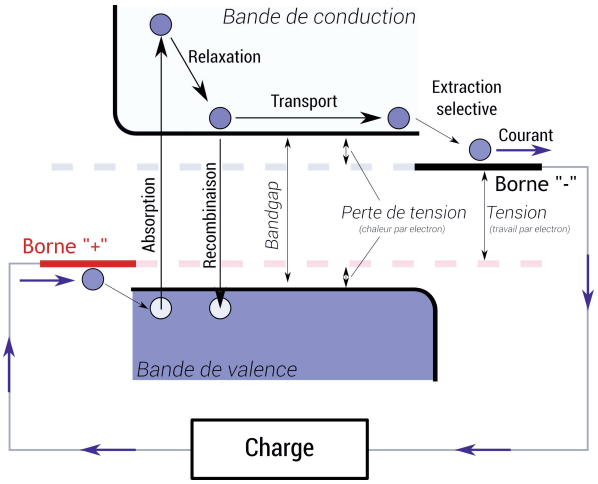
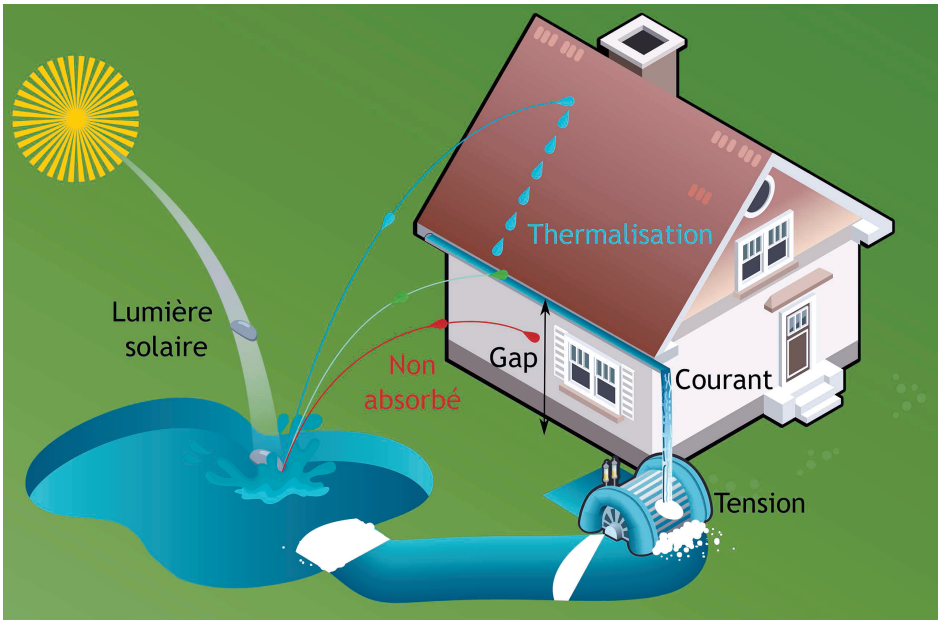


FIGURE 3.5. Structure de bande d'une cellule solaire. En l'absence de lumière, la bande de valence est remplie d'électrons et la bande de conduction quasiment vide. L'absorption de lumière promeut des électrons de la bande de valence dans la bande de conduction. Ces électrons excités sont susceptibles de recombiner, c'est à dire de retourner dans la bande de valence en se débarrassant de leur excès d'énergie. Ils peuvent également se déplacer jusqu'au bord du dispositif, d'où on peut les extraire pour alimenter un circuit électrique, avant de les réinjecter dans la bande de valence. Chaque électron extrait de la bande de conduction et réinjecté dans la bande de valence fournit une énergie (presque) égale au gap. Cette énergie peut être décomposée en une part de travail et une part de chaleur. La cellule solaire se comporte donc comme un générateur, capable de fournir une tension (liée à l'énergie des électrons) et un courant (lié au flux d'électrons).

Une analogie mécanique du modèle de Trivich Finn



Crédit image : S. Ceste, centre polymédia, École polytechnique.

La lumière du Soleil arrivant sur le matériau est représentée par des cailloux lancés dans une mare. Les électrons photogénérés sont les gouttes projetées par l'impact depuis la mare (bande de valence) vers le toit d'une maison adjacente (bande de conduction). Si les pierres sont lancées très fort (photons de haute énergie, bleu), les gouttes arrivent sur le toit et glissent jusque dans la gouttière, gaspillant au passage leur excès d'énergie (relaxation). Si les pierres ne sont pas lancées assez fort (photons de basse énergie, rouge), les gouttes n'atteignent pas la gouttière et retombent sans contribuer au système (dans un matériau, ces photons ne sont même pas absorbés). L'énergie minimale pour atteindre le toit correspond au gap du matériau. Les gouttes collectées doivent être mise en mouvement (transport) vers l'un des bouts de la gouttière (extraction sélective). Le courant d'eau ainsi formé peut alimenter une turbine en contre bas, avant de retourner à la mare. Suivant l'analogie classique, le courant électrique correspond au flux d'eau, et la tension à la hauteur depuis laquelle se forme la chute (ici, le gap). On retrouve la limite de Trivich Finn : si la gouttière est trop haute, ou trop basse, la turbine ne produira pas de travail.

De Trivich Flinn à Shockley Queisser

En premier lieu, il faut distinguer au sein de l'énergie $\Delta E = E_g$ fournie par chaque électron lors de son retour vers la bande de valence une part de chaleur et une part de travail. Traduisons de la thermodynamique vers l'électronique : le travail obtenu lors de cette transformation n'est autre que la différence d'énergie potentielle électrostatique qV aux bornes du dispositif. La puissance à considérer pour estimer l'efficacité d'une cellule solaire ne doit tenir compte que du travail et non de l'énergie totale extraite du système : $P = V \times J_{\mathrm{N}}$ et non $E_g \times J_N$ comme estimé précédemment.

Pour estimer la tension électrique, il nous faut donc quantifier la quantité minimale de chaleur qui doit être extraite du système. Cette chaleur correspond à la variation d'entropie ΔS entre l'état initial (n électrons excédentaires dans la bande de conduction par rapport à l'équilibre, n électrons manquants dans la bande de valence) et l'état final (n – 1 électrons excédentaires dans la bande de conduction par rapport à l'équilibre, n – 1 électrons manquants dans la bande de valence). En considérant que les électrons forment un gaz parfait, on peut estimer cette quantité qui dépend de la densité d'électrons comme

$$\underbrace{qV}_{\text{travail}} = \underbrace{\Delta E}_{\text{énergie}} - \underbrace{T\Delta S}_{\text{chaleur}} = k_B T \ln\left(\frac{n+n_0}{n_0}\right)$$

où n_0 est la concentration d'électrons dans la bande de conduction à l'équilibre. On identifie ici le moteur à l'origine de l'effet *photovoltaïque* : la formation d'une tension électrique due à la présence d'un excès de porteurs de charge photo-générés.

D'autre part, le modèle de Trivich Flinn considère que tous les électrons photogénérés sont extraits de l'absorbeur et contribuent au courant électrique. Ce faisant, il néglige l'émission du rayonnement thermique du dispositif. En réalité, certain de ces électrons doivent retourner vers leur état fondamental directement depuis la bande de conduction, sans passer par le circuit extérieur, émettant au passage le rayonnement de corps gris imposé par la loi de Kirchhoff. Il faut donc considérer un bilan détaillé : le courant électrique, c'est-à-dire le nombre de charges extraites par seconde, est donné par la différence entre le courant de génération J_{gen} (dû aux photons absorbés) et le courant de recombinaison J_{rec} (négligé jusqu'à présent). Le nombre de recombinaisons par seconde est proportionnel au nombre d'électrons susceptibles de recombiner. En notant J_0 le courant de recombinaison lorsque la concentration d'électrons vaut n_0, on obtient

$$J = J_{\text{gen}} - J_{\text{rec}} = J_{\text{gen}} - J_0 \times \frac{n + n_0}{n_0}$$

Équation de diode. En combinant les deux équations précédentes, on obtient l'équation de diode qui caractérise la relation tension – courant d'une cellule solaire [5] :

$$J = J_{\text{gen}} - J_0 \exp \frac{qV}{k_B T}$$

Cette équation traduit un compromis dans l'opération d'une cellule solaire. Pour obtenir une tension maximale, il faut avoir le plus de charges possible dans la bande de conduction. Pour avoir un courant maximal, il faut au contraire extraire le plus de charges possibles de la bande de conduction. Pour avoir une puissance maximale, il faut avoir à la fois une bonne tension et un fort courant. On identifie ainsi 3 points de fonctionnement remarquables, qui constituent le standard de caractérisation de toute cellule solaire (Fig. 3.6) :

- en *court-circuit*, toutes les charges photo-générées sont extraites (le courant est important). La concentration d'électrons dans la bande de conduction est donc la même qu'en l'absence de lumière, et la tension est nulle ;
- en *circuit ouvert*, aucune charge n'est extraite (le courant est nul), et la concentration d'électrons dans la bande de conduction est donc maximale (la tension est importante) ;
- entre ces deux extrêmes se trouve un point de fonctionnement où la puissance générée par la cellule, produit du courant et de la tension, est maximale.

La limite de Shockley Queisser

On peut à présent améliorer le modèle de Trivich-Finn pour atteindre la « limite de Shockley-Queisser », qui sert de référence dans le domaine (Fig. 3.7). Les pertes dues à la non-absorption des photons d'énergie inférieure au gap et la dissipation de l'excès d'énergie tandis que les électrons relaxent jusqu'en bas de la bande de conduction sont inchangées par rapport à l'analyse précédente. En revanche, on tient à présent compte des pertes dues au rayonnement émis par la recombinaison des électrons et on distingue, au sein de l'énergie extraite, la puissance électrique utile de la chaleur nécessairement extraite. Le rendement

[5] On notera que cette équation, habituellement obtenue en considérant les propriétés électriques d'un dispositif particulier, est déduite ici de considérations purement thermodynamiques, ce qui souligne son caractère fondamental.

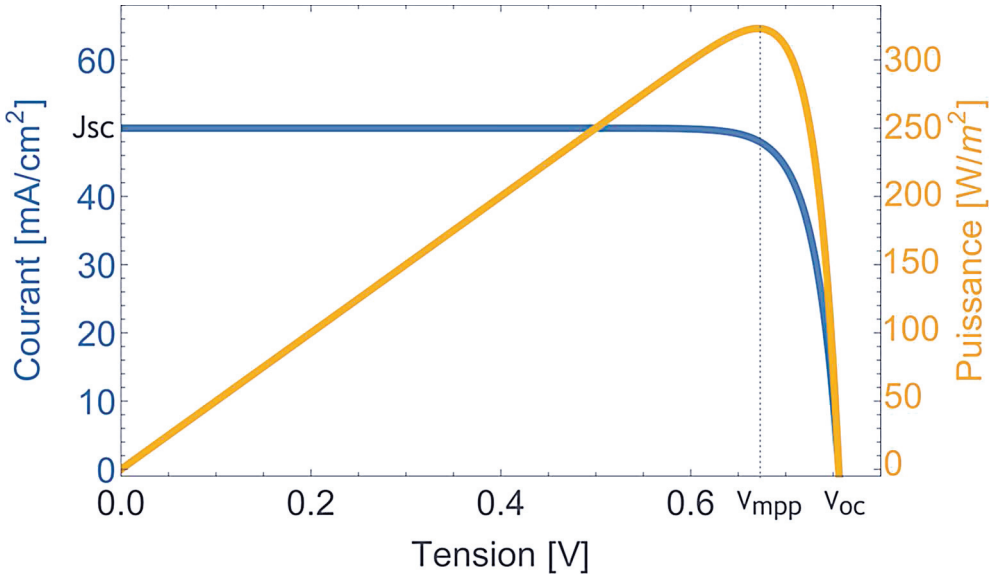


FIGURE 3.6. Caractéristique courant-tension (bleu) et puissance tension (jaune) d'une cellule solaire idéale. Le courant de court-circuit (J_{sc}) correspond à la situation où l'intégralité des électrons photo-générés est extraite du système. La tension de circuit-ouvert (V_{oc}) correspond à la situation où aucun des électrons photo-généré n'est extrait. Entre ces deux situations se trouve le point de puissance maximale (V_{mpp}), utilisé pour définir l'efficacité du dispositif ($\eta = P_{\max}/P_{\text{sun}}$). Le facteur de forme (FF), défini comme le rapport entre la puissance maximale et le produit $J_{\text{sc}} \times V_{\text{oc}}$, quantifie la différence entre la cellule et un générateur de courant idéal.

de conversion maximal, obtenu par un gap de 1,2 eV, est ainsi estimé à environ 30 %.

Cette limite s'applique à toutes les cellules qui suivent la stratégie de conversion de la lumière solaire décrite ici (cellule à simple jonction). On présente ci-dessous d'autres stratégies de conversion, qui permettent de dépasser cette limite. La limite doit également être réévaluée si la cellule n'est plus éclairée par la lumière du soleil, mais par une autre source dont le spectre est plus restreint (éclairage LED pour application indoor par exemple).

Le modèle de Shockley Queisser, bien que plus raffiné que celui de Trivich Finn, reste extrêmement simple. Il réduit la description d'une cellule solaire à un seul paramètre (le gap) et suppose que l'ensemble des fonctions nécessaires à la conversion de la lumière en électricité (absorber la lumière, garder les électrons excités, transporter les électrons jusqu'à un des contacts, extraire les électrons par un des contacts, et les réinjecter par l'autre contact) sont réalisées parfaitement. Cependant, la comparaison des technologies existantes avec la limite

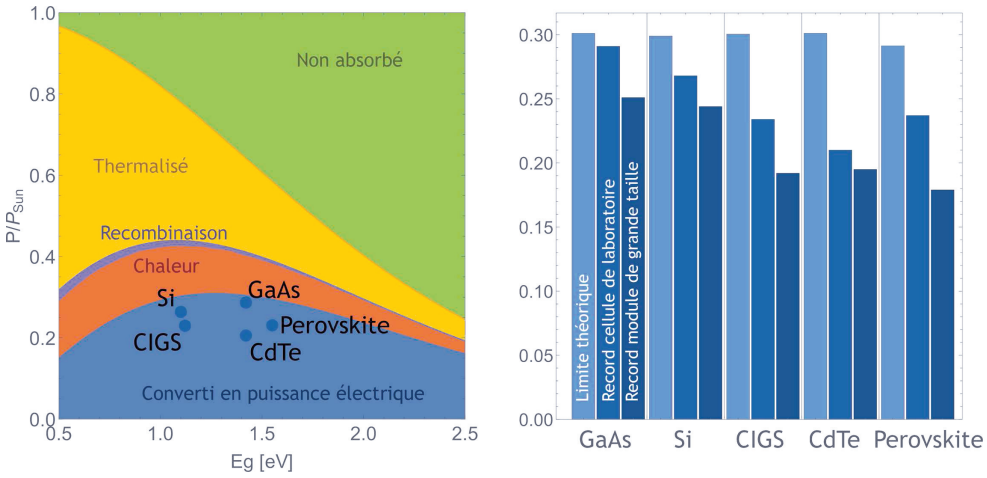


FIGURE 3.7. À gauche, répartition des pertes de conversion dans le modèle de bilan détaillé. Les points indiquent les rendements record obtenus en laboratoire pour différentes technologies photovoltaïques qui seront décrites dans la partie 2 de ce livre. On remarquera que toutes les technologies utilisent des matériaux dont le gap est proche de la valeur optimale. À droite, comparaison pour différentes technologies de la limite de conversion théorique (bleu clair), du record obtenu en laboratoire pour une cellule individuelle (bleu) et du record obtenu par un panneau solaire de grande taille, combinant plusieurs cellules individuelles (bleu foncé). La différence entre les barres bleues et bleues claires donne la marge de progression pour la recherche en laboratoire ; la différence entre les barres bleues et bleues foncé indique la marge de progression pour le transfert technologique.

de Shockley Queisser montre sa pertinence (Fig. 3.7). Cadre théorique standard pour analyser l'efficacité des cellules solaires, ce modèle est utilisé dans la pratique pour estimer les figures de mérite (V_{oc}, J_{sc}, FF, η) d'un dispositif parfait doté d'un gap donné et de comparer les performances d'un dispositif réel de gap similaire pour identifier les marges de progression

Au-delà de Shockley Queisser : les concepts avancés pour la conversion photovoltaïque

Le modèle de Shockley Queisser montre que les cellules solaires habituelles (simple jonction) ne pourront jamais dépasser 31 % d'efficacité de conversion dans les conditions standard d'utilisation. Cette limite est bien inférieure à l'efficacité autorisée par la thermodynamique, autour de 86 %.

Plusieurs stratégies peuvent être envisagées pour sortir des hypothèses du modèle, et pouvoir ainsi contourner sa limite. Il s'agit essentiellement de récupérer l'énergie portée par des photons de grande longueur d'onde (habituellement non absorbés), ou de collecter une plus grande part de l'énergie portée par des photons de petite longueur d'onde (dont l'excès d'énergie par rapport au gap est habituellement gaspillé lors de la thermalisation des électrons). Les approches correspondantes sont résumées dans le tableau ci-dessous.

	Collecter les photons de basse énergie	Eviter de gaspiller les photons de haute énergie	
Agir sur la lumière	**Up conversion** Ajouter un matériau capable de convertir 2 photons de basse énergie (normalement non absorbés) en 1 photon de haute énergie.	**Down conversion** Ajouter un matériau capable de convertir 1 photon de haute énergie (dont l'excès d'énergie est perdue) en 2 photons d'énergie proche du gap, pour générer 2 électrons avec 1 seul photon.	
Agir sur les électrons	**Cellule à bande intermédiaire** Introduire des états d'énergie dans le gap permettant à un électron d'accéder à la bande de conduction en absorbant consécutivement 2 photons de basse énergie	**Génération d'excitons multiples** Utiliser l'excès d'énergie d'un électron photogénéré pour promouvoir un second électron dans la bande de conduction.	**Cellule à porteurs chauds** Extraire les électrons avant qu'ils n'aient le temps de relaxer leur excès d'énergie

La plupart de ces approches restent à l'heure actuelle à l'état de concepts ou de preuve de principe, présentant un intérêt pour la recherche fondamentale plus que pour les applications industrielles. Elles invitent cependant à réinterroger les hypothèses habituelles du photovoltaïque (de quoi a-t-on vraiment besoin pour faire une cellule solaire ? Quels compromis sont vraiment indépassables ? Quels sont les liens entre photovoltaïque et d'autres modalités de conversion d'énergie, comme la thermoélectricité ?), et contribuent en cela à une meilleure compréhension du domaine.

D'autres approches, plus appliquées, sont déjà mises en œuvre pour dépasser la limite de Shockley Queisser. La concentration de la lumière, évoquée plus haut dans ce chapitre, permet de déplacer la limite pour une simple jonction 31 % sous un Soleil à 40 % à pleine concentration. Il est également possible de superposer plusieurs cellules réalisées avec des matériaux de gap croissant. Ces multijonctions seront présentées plus en détails dans les chapitres 7 et 10. Elles détiennent le record de conversion à près de 47 % et offrent les perspectives les plus proches de l'industrialisation pour atteindre de meilleurs rendements.

Pour en savoir plus

Un article pédagogique explicitant les hypothèses du modèle de Shockley Queisser, et proposant une grille de lecture pour identifier les écarts à l'idéalité sur un dispositif réel. J.F. Guillemoles, T. Kirchartz, D. Cahen, U. Rau, Guide for the perplexed to the Shockley–Queisser model for solar cells, *Nat. Photonics* 13, 501-505 (2019)

Une mise en œuvre numérique du modèle de Shockley Queisser via un *Jupyter notebook* (Python) permettant de tracer la répartition de la puissance solaire entre pertes et conversions en fonction de la valeur de la bande interdite, réalisé à l'occasion d'une École de physique aux Houches : https://sunlit-team.eu/pv-school-2022/notebook-tuto

4

Des concepts aux dispositifs : comment réaliser les fonctions nécessaires à la conversion photovoltaïque

Le modèle de bilan détaillé a permis d'identifier quatre fonctions indispensables pour la conversion photovoltaïque : absorber la lumière, garder les électrons excités, transporter les électrons jusqu'à un des contacts et assurer la sélectivité de ce transport. Comment obtenir concrètement ces fonctions à partir de matériaux ? C'est l'objet de ce chapitre, qui traduit l'approche conceptuelle en règles de dimensionnement et en solutions techniques. On identifiera ainsi l'ensemble des ingrédients susceptibles de se trouver dans une cellule solaire. Le tableau 4.1 résume l'ensemble du chapitre en listant ces ingrédients et leurs objectifs. On verra dans les chapitres suivants comment les propriétés et les contraintes des différentes technologies solaires conduisent à retenir certaines solutions plutôt que d'autres en fonction des filières.

4.1 Absorption optique

L'absorption de la lumière par une cellule solaire peut se décomposer en deux étapes : il s'agit d'abord de parvenir à transmettre la lumière de l'air extérieur vers l'intérieur de la cellule, puis de réussir à capter les photons avant qu'ils n'aient traversé le dispositif.

TABLEAU 4.1. Solutions techniques à l'échelle du matériau ou du dispositif pour obtenir les 4 fonctionnalités indispensable au photovoltaïque. Ce chapitre introduit, motive et explique chacun de ces ingrédients.

	Absorption	Temps de vie	Transport	Sélectivité
Matériau	Coefficient d'absorption	Présence de défauts	Mobilité / diffusion	-
Dispositif	Epaisseur optique Couche anti-reflet Grille de contact (ombrage)	Passivation physique et chimique des interfaces Contacts ponctuels	Dérive ou diffusion Grille de contact (Distance de collecte) Couche de transport	Jonction (pn, pin ou hétéro) Barrière à l'extraction

Lorsque la lumière atteint la surface de la cellule solaire, le changement brutal d'indice optique entre l'air ($n = 1$) et le matériau semi-conducteur (typiquement $n = 3$) entraine la réflexion d'une fraction significative de la puissance incidente. Or un photon qui ne rentre pas dans le matériau ne peut bien sûr pas être converti en électricité. Pour du silicium, 35 % du rayonnement solaire est ainsi perdu avant même de commencer la conversion (Fig. 4.1). Pour remédier à ce problème, on ajoute à la surface de la cellule un revêtement antireflet : une très fine couche (quelques dizaines de nanomètres) dont l'épaisseur et l'indice optique sont ajustés de façon faire interférer de façon destructive les rayons réfléchis. Cette astuce permet d'annuler entièrement les réflexions à une

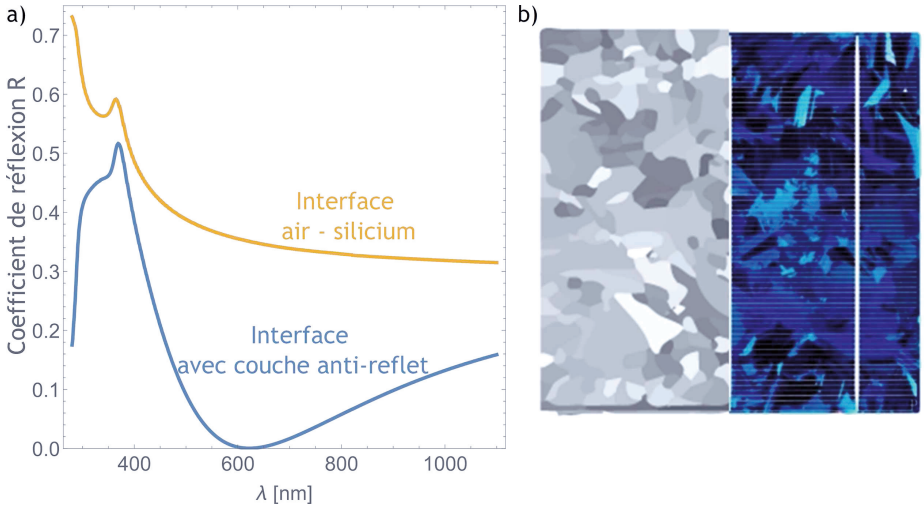


FIGURE 4.1. À gauche, coefficient de réflexion en fonction de la longueur d'onde de la lumière incidente sur une interface air – silicium avec (bleu) ou sans (jaune) couche anti-reflet. À droite, le silicium pur a un aspect argenté. Couvert d'un revêtement anti reflet adapté aux applications photovoltaïque, il apparait bleuté.

longueur d'onde donnée, mais pas sur l'ensemble du spectre. Pour optimiser la puissance de la cellule, on choisit de minimiser les réflexions dans la région spectrale où la lumière solaire comporte le plus de photons, soit vers 550 nm. Ce choix contraint la valeur de la réflexion sur l'ensemble du spectre, et entraine une réflexion importante dans le bleu. C'est ce qui explique l'apparence bleutée de certaines cellules (Fig. 4.1).

Une fois à l'intérieur de la cellule, la capture des photons dépend du coefficient d'absorption $\alpha(\lambda)$ des matériaux traversés, et de la longueur du chemin optique d parcouru par la lumière dans ces matériaux. La loi de Beer Lambert permet alors d'estimer la fraction du rayonnement incident absorbé :

$$P_{\text{abs}} = P_{\text{incident}} (1 - R(\lambda)) (1 - \exp(-d.\alpha(\lambda)))$$

où $R(\lambda)$ est le coefficient de réflexion à la surface discuté précédemment. La figure 4.2 donne des valeurs typiques de coefficient d'absorption pour les matériaux des principales technologies photovoltaïques.

Pour absorber efficacement la lumière à une longueur d'onde donnée, le matériau doit donc être sensiblement plus épais que l'inverse du coefficient

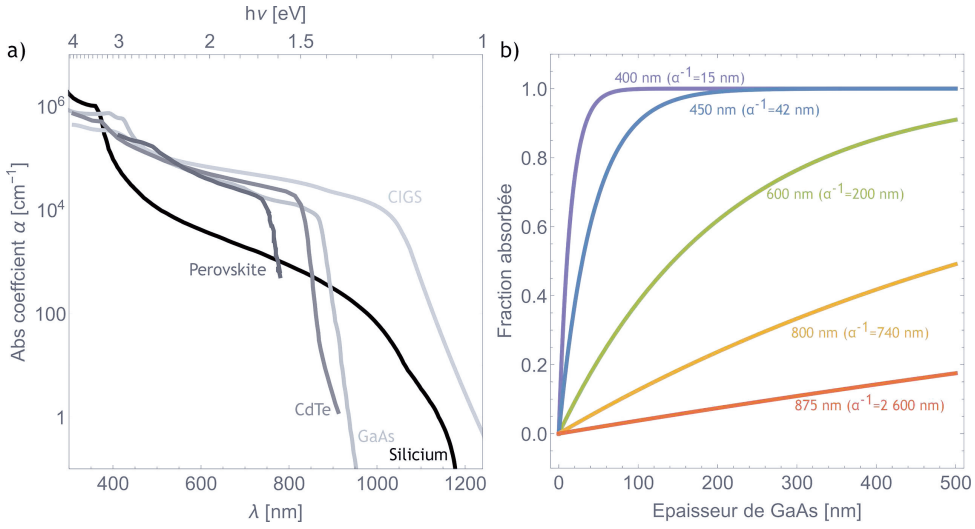


FIGURE 4.2. a) Coefficients d'absorption en fonction de la longueur d'onde. On identifie la valeur du gap de ces matériaux comme l'énergie en deçà de laquelle l'absorption chute brutalement (entre 1 et 1,6 eV, comme prévu par les modèles du chapitre précédent). On remarquera que le coefficient d'absorption du silicium est plus faible que ceux des autres matériaux et chute moins abruptement. b) Fraction de la lumière absorbée par une couche d'arséniure de gallium (GaAs) en fonction de son épaisseur, pour différentes longueurs d'onde. Il faut une épaisseur de l'ordre de α^{-1} pour absorber significativement la lumière incidente.

d'absorption ($d\alpha \gg 1$). Comme on le verra plus loin, le matériau doit cependant rester suffisamment fin pour permettre aux électrons d'atteindre facilement les contacts électriques. Pour obtenir le meilleur compromis, on a bien sûr intérêt à utiliser des matériaux dont le coefficient d'absorption est le plus élevé possible.

On peut également augmenter le chemin optique parcouru par la lumière dans la cellule sans en changer l'épaisseur (Fig. 4.3). La solution la plus simple consiste à ajouter un miroir à l'arrière de la cellule : la lumière parcourt alors deux fois l'épaisseur du matériau. Une option encore plus efficace consiste à texturer les surfaces pour que la lumière soit diffusée dans toutes les directions.

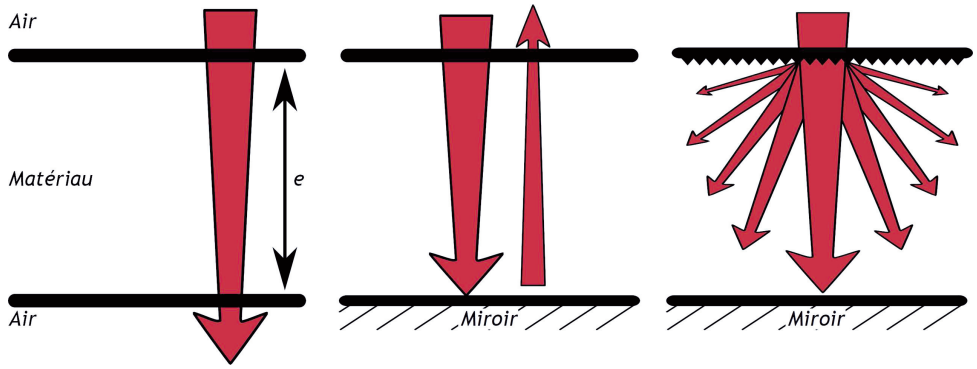


FIGURE 4.3. Trois gestions de la lumière dans un absorbeur d'épaisseur e. Dans le cas d'une simple traversée (gauche), l'épaisseur optique correspond à l'épaisseur physique de la couche ($d = e$). Avec un miroir en face arrière, la lumière parcourt deux fois l'épaisseur du matériau ($d = 2e$). En texturant la face avant pour diffuser la lumière dans toutes les directions, on augmente encore le chemin parcouru par les photons – et donc la probabilité de les absorber ($d \simeq 4n^2 e$, où n est l'indice optique du matériau [limite de Yablonovitch]).

4.2 Durée de vie des porteurs de charge

L'absorption de la lumière promeut des électrons dans la bande de conduction. La performance d'un dispositif photovoltaïque dépend de la densité d'électrons ainsi excités, comme discuté au chapitre précédent. Or ces électrons ne resteront pas éternellement excités : ils sont susceptibles de se débarrasser de leur excès d'énergie et de retourner vers la bande de valence après un temps caractéristique τ appelé *temps de vie*. Pour optimiser le rendement d'une cellule, il faut comprendre les mécanismes à l'œuvre dans ces pertes (*recombinaisons*) pour pouvoir les minimiser, et augmenter ainsi le temps de vie des électrons.

On distingue habituellement quatre mécanismes de recombinaison, de deux natures différentes (Fig. 4.4).

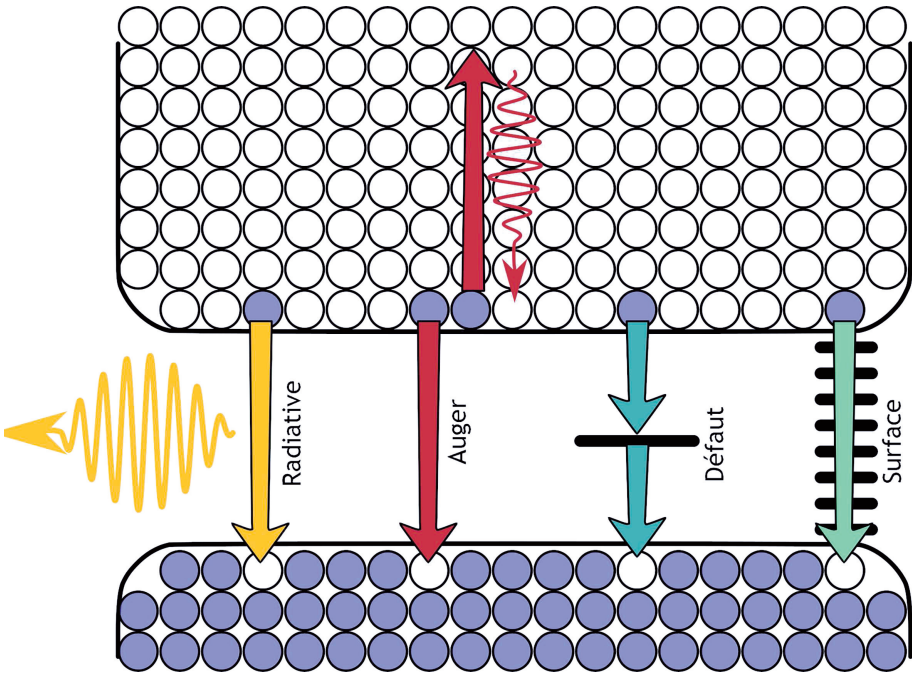


FIGURE 4.4. Les recombinaisons (ou pertes) ramènent un électron de la bande de conduction vers un espace libre dans la bande de valence. Les recombinaisons radiatives et Auger sont intrinsèques au matériau, les recombinaisons assistées par les défauts dans l'épaisseur du matériau ou à sa surface sont extrinsèques.

Les pertes *intrinsèques* sont imposées par la physique même des électrons. C'est notamment le cas des pertes radiatives : un électron peut revenir vers la bande de valence en émettant un rayonnement. Ce processus correspond à l'inverse de l'absorption, et est inévitable d'après la loi de Kirchhoff. C'est également le cas des recombinaisons *Auger* : plutôt que d'émettre un photon, l'électron qui redescend vers la bande de valence transfère son énergie à un autre électron de la bande de conduction. Ce second électron se retrouve ainsi avec un excès d'énergie cinétique, qu'il dissipe rapidement en relaxant à nouveau vers le bas de la bande. Ces deux processus sont inéluctables et imposent une borne supérieure au temps de vie des électrons. Dans la pratique cependant, le temps de vie est souvent bien inférieur à cette limite.

Les pertes *extrinsèques* sont en effet les plus limitantes en général. Ces recombinaisons sont liées à la présence de défauts qui rompent la régularité parfaite du matériau cristallin : un atome peut manquer à sa place, ou au contraire occuper un espace censé rester libre ; des impuretés sont également susceptibles de

contaminer le matériau. Ces défauts se traduisent par l'apparition de niveaux d'énergie dans la bande interdite, qui facilitent la recombinaison des électrons et réduisent leur temps de vie. La concentration de défauts est naturellement beaucoup plus importante près des surfaces du matériau, car l'ordre cristallin s'arrête et certaines liaisons atomiques peuvent rester pendantes, faute d'atomes voisins auxquels s'accrocher.

Le temps de vie des porteurs est limité par le mécanisme de recombinaison le plus efficace :

$$\frac{1}{\tau} = \frac{1}{\tau_{\text{radiatif}}} + \frac{1}{\tau_{\text{Auger}}} + \frac{1}{\tau_{\text{Défaut}}} + \frac{1}{\tau_{\text{Surface}}}$$

En général, ce sont les recombinaisons extrinsèques qui sont largement prédominantes dans les pertes subies par les électrons excités. Pour y remédier, on peut tenter de réduire leur densité en améliorant la qualité des matériaux et des procédés de fabrication (moins d'impuretés, meilleure cristallisation...). On peut également chercher à passiver les surfaces recombinantes, en suivant deux stratégies. La passivation *chimique* consiste à réduire la quantité de défauts, en particulier en terminant les liaisons chimiques. Elle est obtenue en déposant sur la surface une fine couche d'un matériau adapté à l'absorbeur. On diminue ainsi la densité d'états dans la bande interdite et donc le taux de recombinaison des électrons. La passivation *physique* vise à empêcher les porteurs de charge d'atteindre les régions recombinantes. Elle est le plus souvent créée par une barrière de potentiel électrostatique, générée par un dopage local plus important ou par la formation d'une hétérojonction. Enfin, on peut améliorer le temps de vie des porteurs en réduisant la surface de contact entre l'absorbeur et les interfaces recombinantes. Pour ce faire, on isole complètement l'absorbeur de la couche fautive avec une épaisseur importante d'isolant, dans laquelle on ouvre le minimum de points de contact nécessaire pour permettre tout de même l'extraction des électrons.

4.3 Transport des porteurs de charge

Il ne suffit pas que les électrons soient photo-générés par l'absorption de la lumière solaire et restent excités longtemps dans la bande de conduction, encore faut-il que ces électrons produisent un courant électrique en se déplaçant de leur point de génération jusqu'à la surface de la cellule. Deux mécanismes, intimement reliés, sont susceptibles de mettre les électrons en mouvement.

Le premier, la *diffusion*, provient de l'inhomogénéité de la distribution des électrons. Du simple fait de l'agitation statistique, les particules ont tendance

à aller des régions de forte densité vers les régions de faible densité, et à homogénéiser ainsi leur répartition dans l'espace. Le courant correspondant est décrit par la loi de Fick

$$J_{\text{diffusion}} = -qD \,\text{grad}(n(\boldsymbol{r}))$$

où D est le coefficient de diffusion des électrons, q leur charge et n la densité au point r.

Le second, la *dérive* (ou *drift*), provient de l'interaction entre la charge de l'électron et un potentiel électrostatique. Pour minimiser leur énergie potentielle, les électrons ont tendance à aller vers les régions de fort potentiel électrostatique comme une bille est attirée au fond d'une cuvette par la gravité. Le courant correspondant est donné par

$$J_{\text{drift}} = -qn\mu_e \,\text{grad}(V(\boldsymbol{r}))$$

où μ_e est la mobilité des électrons et V le potentiel électrique au point $\boldsymbol{r}$.

Les deux mécanismes sont de natures différentes : l'un provient de fluctuations aléatoires, l'autre décrit une réponse à une force extérieure. L'un est commun à toutes les particules, l'autre n'agit que sur les particules chargées. Pourtant, ces deux mécanismes sont liés par la relation d'Einstein, un puissant résultat de physique statistique (le théorème fluctuation-dissipation) :

$$\frac{D}{\mu_e} = \frac{k_B T}{q}$$

Ces deux mécanismes de transport sont donc toujours conjointement à l'œuvre. Cependant, suivant l'architecture et les conditions de fonctionnement de la cellule solaire, l'un des modes de transport peut être prépondérant sur l'autre.

Dans la plupart des cellules, le transport est gouverné par la diffusion. La distance typique que peut parcourir un électron dans le matériau avant de recombiner est alors donnée par la longueur de diffusion

$$L = \sqrt{D\tau}$$

On voit ici apparaitre une règle de dimensionnement fondamentale pour toutes les technologies solaires *: la cellule doit être assez épaisse pour absorber la lumière* ($e \gg \alpha^{-1}$) *mais assez fine pour que les électrons puissent facilement la traverser et atteindre les contacts* ($e \ll L$).

En plus du transport dans l'épaisseur de la cellule, les électrons doivent également se déplacer latéralement pour rejoindre les contacts métalliques déposés

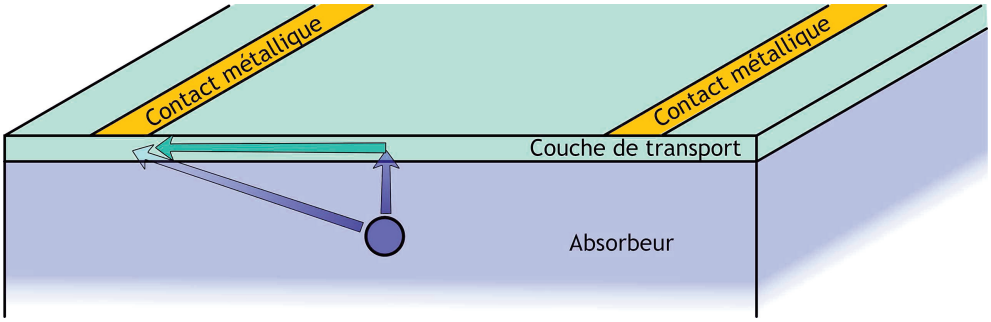


FIGURE 4.5. Un électron généré dans la profondeur de l'absorbeur doit atteindre un contact métallique situé à la surface de l'échantillon pour être extrait et contribuer au courant. Le transport transverse est souvent dû à la diffusion, mais peut être amplifié par une dérive si l'architecture de la cellule le permet. La distance typique parcourue par l'électron dépend de sa mobilité et de sa durée de vie.

à la surface du dispositif (Fig. 4.5). La disposition des contacts résulte d'un compromis. D'un côté, des contacts trop rapprochés couvrent la surface de la cellule d'un métal opaque à la lumière, ce qui diminue la surface utile et dégrade ses propriétés optiques. De l'autre côté, des contacts trop éloignés exigent que les électrons parcourent des grandes distances dans le dispositif avant d'être extraits, ce qui engendre une résistance électrique. Le design de la grille de collecte dépend donc des contraintes imposées par le matériau. On peut cependant faciliter le transport latéral en ajoutant une couche de forte conductivité à la surface de la cellule – en s'assurant néanmoins que cette couche soit transparente pour ne pas affecter le fonctionnement optique du dispositif.

4.4 Extraction sélective

Le dernier ingrédient nécessaire à la réalisation d'une cellule solaire est la sélectivité de l'extraction. Pour obtenir un courant ou une tension non nuls aux bornes du dispositif, il faut briser la symétrie entre la surface avant et la surface arrière – sans quoi, les électrons photo générés n'ont aucune raison de se mettre en mouvement dans un sens plutôt que dans un autre.

La solution la plus répandue consiste à doper une région du matériau avec des impuretés qui apportent des électrons dans la bande de conduction (région « n », avec un excès d'électrons par rapport au matériau intrinsèque), et à doper une autre partie du matériau avec des impuretés qui capturent des électrons dans la bande de valence (région « p », avec un défaut d'électrons par rapport au matériau intrinsèque). À l'équilibre, il se forme à la jonction entre les deux régions (dite jonction « pn ») une différence de potentiel qui compense la

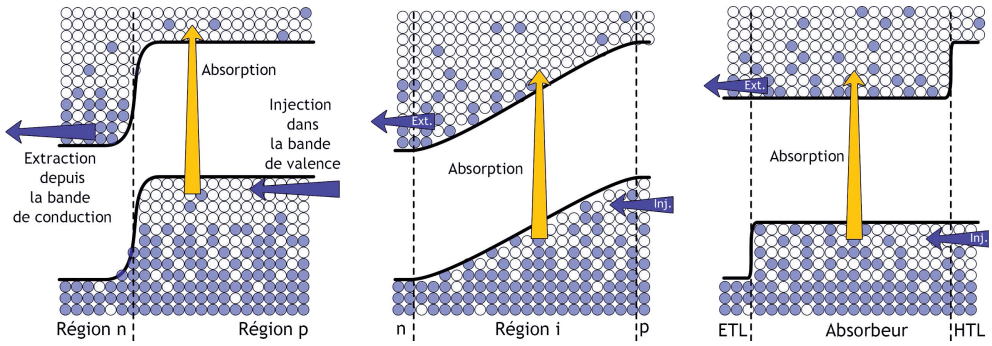


FIGURE 4.6. À gauche, la sélectivité provient de la jonction p-n localisée dans l'épaisseur de la cellule. Au milieu, la sélectivité provient de la jonction p-i-n répartie dans la profondeur du dispositif. À droite, la sélectivité provient des couches extractrices (*Electron Transport Layer*, ETL, et *Hole Transport Layer*, HTL) localisées de part et d'autre de l'absorbeur.

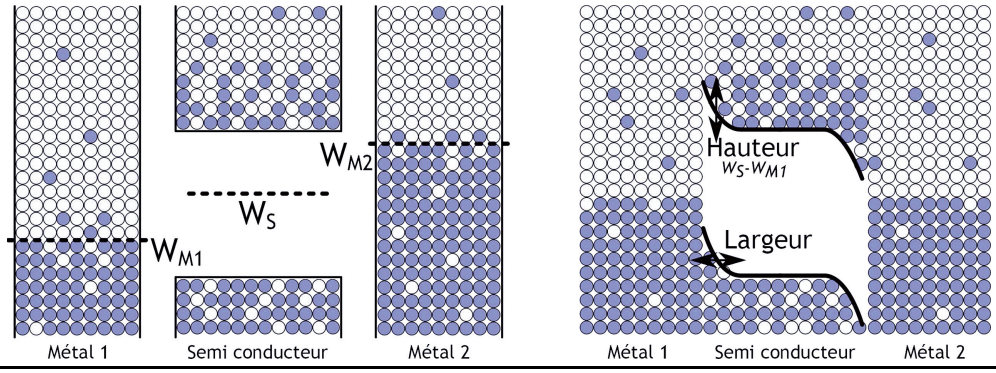
diffusion des électrons de la région n vers la région p (Fig. 4.6). Cette barrière fournit la sélectivité recherchée : les électrons générés dans la région p peuvent bien aller vers la région n ; mais les électrons de la région n ne peuvent aller vers la région p (à moins de grimper la barrière de potentiel). Les électrons peuvent ainsi être extraits de la bande de conduction dans région n, et injectés dans la bande de valence dans la région p [6].

D'autres stratégies peuvent être envisagées pour obtenir le même résultat. On peut en particulier intercaler entre les régions n et p une épaisseur de matériau non dopé (région i, pour « intrinsèque »). La barrière de potentiel précédemment décrite est alors répartie dans l'ensemble de la région i. Cette structure p-i-n assure la même sélectivité que la jonction pn, mais le gradient de potentiel établi dans la région i induit un courant par dérive, là où le transport dans une jonction pn repose uniquement sur la diffusion. Enfin, on peut déposer de part et d'autre de l'absorbeur des couches de deux autres matériaux (hétérojonctions), dont les propriétés sont choisies de façon à former des barrières sélectives : l'un doit laisser passer les électrons de la bande de conduction (couche de transport d'électrons, ou ETL), l'autre doit les bloquer mais permettre l'injection dans la bande de valence (couche de transport de trous, ou HTL).

[6] Pour pouvoir faire rentrer un électron dans la bande de conduction, il faut y trouver un état qui ne soit pas déjà occupé par un électron. On compte ces états inoccupés comme des « trous » dans la bande de valence. Le concept de trou ne sera pas exploité dans le cadre de cette introduction mais apparait néanmoins dans certains acronymes du secteur que nous expliciterons.

Pour aller plus loin : contact Schottky, contact ohmique

Certains obstacles peuvent nuire à la sélectivité du dispositif. En particulier, l'interface entre le semi-conducteur et le contact métallique est susceptible de former une barrière de potentiel qui peut contribuer à la sélectivité, ou au contraire s'opposer à l'extraction des porteurs. La hauteur de cette barrière dépend du travail de sortie du métal W_M (ie le travail nécessaire pour en retirer un électron de la surface du métal) et celui du semi-conducteur W_S. Pour minimiser la hauteur de la barrière et extraire des électrons de la bande de conduction, il est souhaitable d'utiliser un métal doté d'un travail de sortie important comme l'argent ; alors que pour injecter des électrons dans la bande de valence, il vaut mieux utiliser un métal avec un faible travail de sortie, comme l'aluminium.
Enfin, pour réduire l'influence de la barrière qui peut subsister une fois le métal choisi, on peut en diminuer la largeur en dopant davantage le semi-conducteur. Plus la barrière est fine, plus la probabilité de transmission tunnel est importante : à défaut de faire disparaitre la barrière, on peut ainsi faciliter le passage des électrons à travers l'obstacle.



Nous avons à présent l'ensemble des briques conceptuelles et technologiques nécessaires à la réalisation d'un panneau solaire photovoltaïque. Dans la partie suivante, on verra lesquelles de ces briques sont utilisées par les différentes filières du domaine, et quels sont les procédés qui permettent de les réaliser en pratique.

Pour en savoir plus

Un cours complet et gratuit sur la physique des semiconducteurs pour le photovoltaïque par Erik Johnson et Bernard Drevillon : https ://www.coursera.org/learn/photovoltaic-solar-energy

Partie 2
Du matériau au dispositif

Dans la première partie de ce livre, nous avons établi les fonctions élémentaires nécessaires à la conversion photovoltaïque : absorber la lumière, conserver les électrons excités, les transporter jusqu'aux bornes de la cellule, et assurer une extraction sélective. Nous allons voir dans cette partie comment les différentes technologies solaires parviennent à réaliser ces fonctions en tenant compte des contraintes imposées par les propriétés réelles des matériaux.

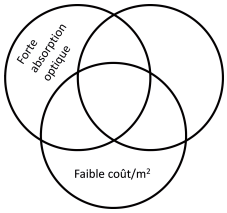
L'absorption optique doit être assez forte pour absorber l'essentiel de la lumière du soleil, mais sans que l'émission radiative ne soit trop importante. La caractéristique fondamentale d'un matériau destiné au photovoltaïque est donc l'existence de deux groupes d'états électroniques, séparés par un « gap » énergétique (bande interdite). Pour les photons avec les énergies plus grandes que ce gap, l'absorption optique du matériau doit être suffisamment forte ; elle doit être nulle (ou le plus faible possible) pour les photons moins énergétiques que le gap, pour limiter les émissions.

La deuxième propriété, le transport électronique, est plutôt une considération pratique : on doit être capable d'extraire les électrons excités avant qu'ils ne se désexcitent. Il faut pour ce faire que les électrons parviennent à atteindre la surface de la cellule en un temps inférieur à leur durée de vie.

Dans un monde idéal, il suffirait de choisir un matériau qui possède un gap énergétique optimal (vers 1,3 eV), une absorption optique très forte au-dessus de ce gap, et des propriétés de transport électronique excellentes. En réalité, un dernier facteur doit être pris-en compte : le coût. En effet, les dispositifs photovoltaïques visant des applications pratiques avec des buts spécifiques (par exemple, de fournir l'énergie électrique à un faible coût, ou à très haut rendement, etc.), cette troisième considération va nous obliger à faire des compromis selon l'application.

Ces compromis, à leur tour, font émerger un large spectre de solutions techniques, typiquement en optimisant certains aspects plutôt que d'autres, car aucun optimum universel n'existe parmi les options connues.

Pour guider la discussion, on représentera ces options techniques avec le diagramme ci-dessous :



La discussion qui suit va se baser sur ce diagramme pour comprendre d'une manière simplifiée les stratégies qui ont été utilisées dans le passé pour guider la recherche sur la photovoltaïque, et le développement des architectures de cellules utilisées dans l'industrie.

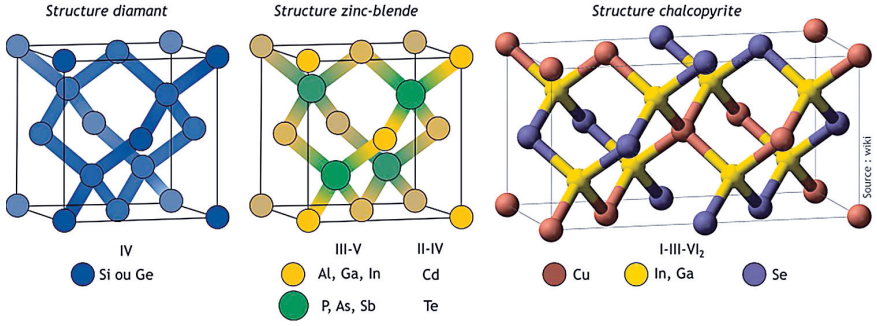
Quels matériaux pour le photovoltaïque ?

Avant de plonger dans les spécificités technologiques des différentes filières photovoltaïques, on peut se demander simplement : qu'est ce qui détermine si un matériau *peut* être utilisé comme absorbeur dans une cellule solaire ? On a vu que la présence d'un gap est indispensable – ce qui nécessite que le matériau soit semi-conducteur, en plus d'être solide à température ambiante. Pour qu'un assemblage d'atomes soit semi-conducteur, avec une bande de valence complètement pleine et une bande de conduction complètement vide, il faut que chaque atome apporte à l'ensemble un nombre adapté d'électrons : trop d'électrons, et la bande de conduction commence à se remplir ; pas assez d'électrons, et la bande de valence n'est pas pleine.

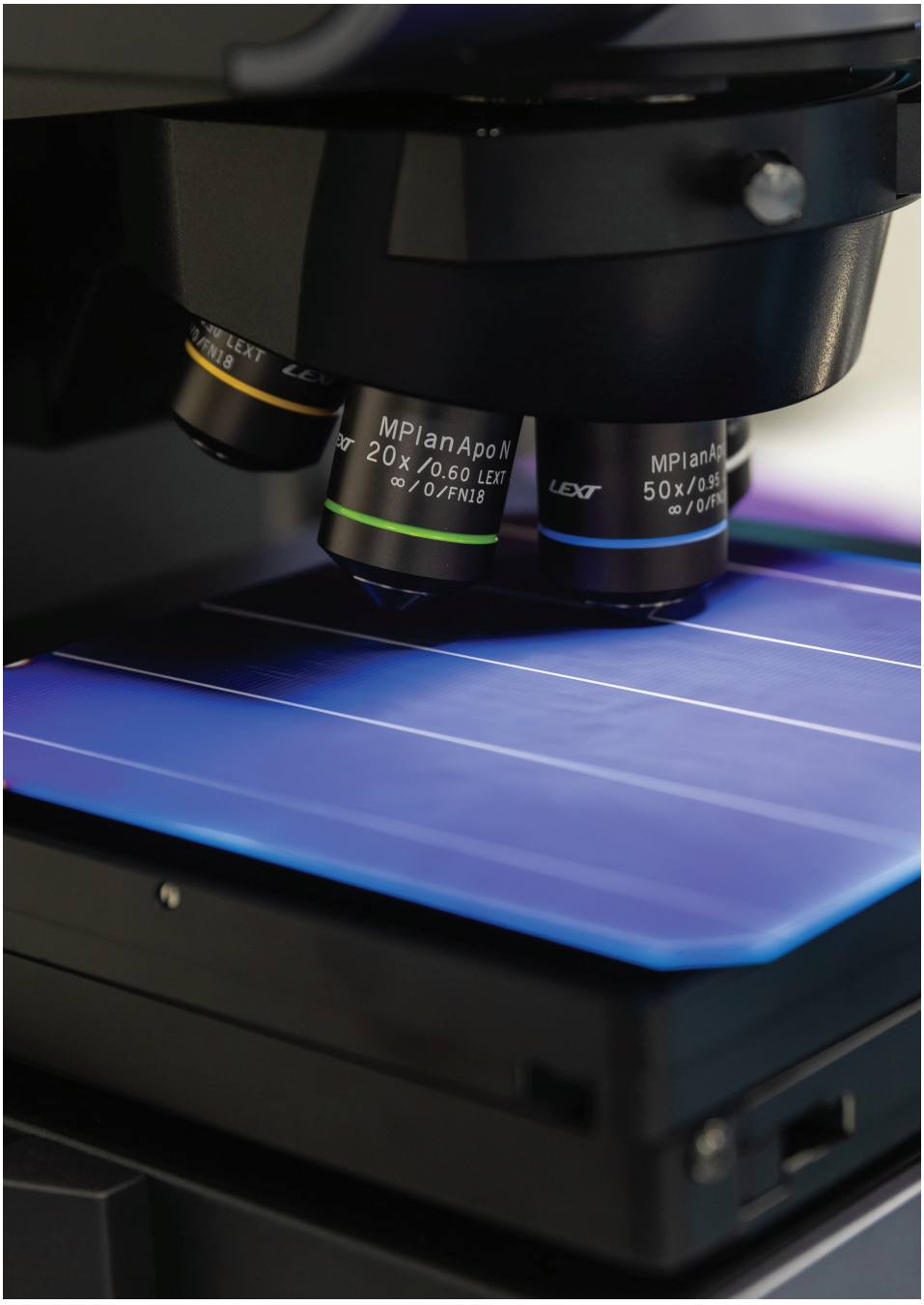
Dans le tableau périodique, les éléments de la colonne IV, organisés en structure cristalline avec la même géométrie que le diamant, ont cette propriété. C'est notamment le cas du silicium (avec un gap de 1,1 eV) et du germanium (avec un gap de 0,66 eV, moins adapté au photovoltaïque *a priori*). Les éléments de la colonne V (phosphore, bore, arsenic) ont un électron en trop, ceux de la colonne III (galium, indium, aluminium) un en moins ; un alliage mélangeant à parts égales des éléments de ces deux colonnes retombe sur une nature semi-conductrice. On peut ainsi faire des cellules en arséniure de gallium (GaAs), en phosphure de gallium (InP), etc. Idem avec un alliage II-VI, comme le tellure de cadmium (CdTe). On peut aussi envisager des structures plus complexes, comme des chalcopyrites (I-III-VI_2 : un élément de la colonne I, un élément de la colonne III, deux éléments de la colonne VI) tels que le CIGS, ou des kesterites (I_2-II-IV-VI_4), qui ne seront pas traitées dans ce livre.

												III	IV	V	VI	VII	
1 H Hydrogène																	2 He Hélium
3 Li Lithium	4 Be Béryllium											5 B Bore	6 C Carbone	7 N Azote	8 O Oxygène	9 F Fluor	10 Ne Néon
11 Na Sodium	12 Mg Magnésium									I	II	13 Al Aluminium	14 Si Silicium	15 P Phosphore	16 S Soufre	17 Cl Chlore	18 Ar Argon
19 K Potassium	20 Ca Calcium	21 Sc Scandium	22 Ti Titane	23 V Vanadium	24 Cr Chrome	25 Mn Manganèse	26 Fe Fer	27 Co Cobalt	28 Ni Nickel	29 Cu Cuivre	30 Zn Zinc	31 Ga Gallium	32 Ge Germanium	33 As Arsenic	34 Se Sélénium	35 Br Brome	36 Kr Krypton
37 Rb Rubidium	38 Sr Strontium	39 Y Yttrium	40 Zr Zirconium	41 Nb Niobium	42 Mo Molybdène	43 Tc Technétium	44 Ru Ruthénium	45 Rh Rhodium	46 Pd Palladium	47 Ag Argent	48 Cd Cadmium	49 In Indium	50 Sn Étain	51 Sb Antimoine	52 Te Tellure	53 I Iode	54 Xe Xénon
55 Cs Césium	56 Ba Baryum	*	72 Hf Hafnium	73 Ta Tantale	74 W Tungstène	75 Re Rhénium	76 Os Osmium	77 Ir Iridium	78 Pt Platine	79 Au Or	80 Hg Mercure	81 Tl Thallium	82 Pb Plomb	83 Bi Bismuth	84 Po Polonium	85 At Astate	86 Rn Radon
87 Fr Francium	88 Ra Radium	**	104 Rf Rutherfordium	105 Db Dubnium	106 Sg Seaborgium	107 Bh Bohrium	108 Hs Hassium	109 Mt Meitnérium	110 Ds Darmstadtium	111 Rg Röntgenium	112 Uub Ununbium	113 Uut Ununtrium	114 Uuq Ununquadium	115 Uup Ununpentium	116 Uuh Ununhexium	117 Uus Ununseptium	118 Uuo Ununoctium

Si cette règle d'équilibre entre les colonnes s'applique aux structures cristallines simples, elle ne rend pas compte de structures plus complexes, comme les matériaux organiques constitués d'assemblages de longues molécules, les matériaux amorphes, ou les perovskites où les liaisons ioniques jouent un rôle important.



Exemples de matériaux semiconducteurs disponibles pour fabriquer les dispositifs photovoltaïques.



© Institut Photovoltaïque d'Île-de-France (IPVF)

5

Bon transport électronique et coût raisonnable, mais faible absorption optique : les cellules en silicium cristallin

Toute discussion sur le photovoltaïque moderne doit commencer par les dispositifs qui utilisent le silicium cristallin (c-Si) comme absorbeur optique. Ce matériau a en effet été utilisé dès les premières applications commerciales, et a maintenu sa place comme technologie dominante de l'industrie jusqu'à aujourd'hui.

Un avantage considérable du silicium cristallin, qui a largement contribué à son succès, est son faible coût, permis notamment par son abondance terrestre et par le succès de la microélectronique, qui a développé les techniques de fabrication du matériau (voir chapitre 1). Cet avantage économique a compensé deux faiblesses optiques du silicium : (1) son gap (1,1 eV) est légèrement plus faible que l'optimal calculé dans le chapitre précédent, et (2) son coefficient d'absorption au-dessus de ce gap est relativement faible [7]. La première faiblesse va limiter

[7] Le gap du silicium cristallin est dit *indirect* : l'excitation d'un électron exige non seulement un apport d'énergie (fournie par la lumière, un photon) mais également un apport d'impulsion – qui ne peut être fournie que par les vibrations du réseau cristallin (un phonon). Le phénomène d'absorption demande donc la contribution de 3 acteurs simultanément (un électron, un photon et un phonon), ce qui réduit sa probabilité.

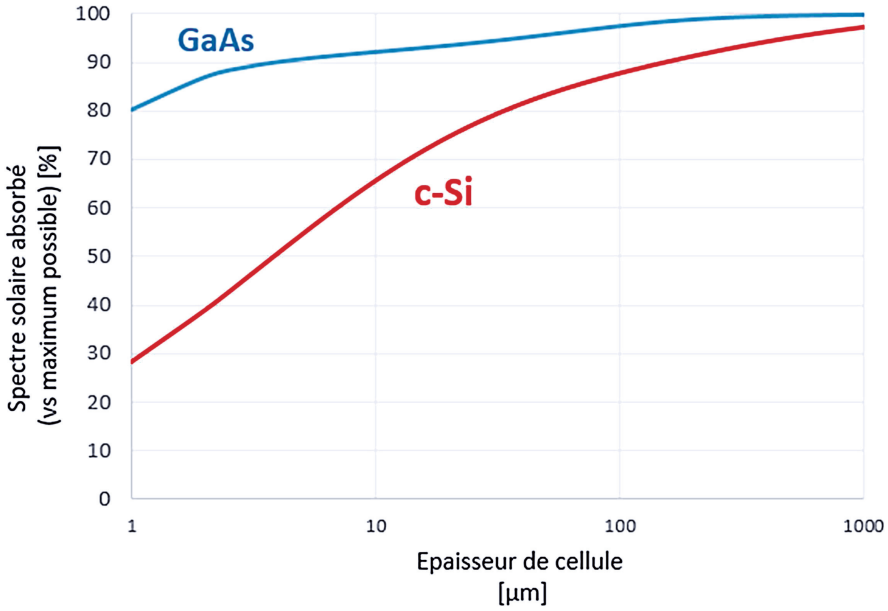


FIGURE 5.1. Fraction du spectre solaire absorbé dans une certaine épaisseur de silicium cristallin (c-Si) et d'arséniure de gallium (GaAs). Notez que pour le même niveau d'absorption, *e.g.* 90 % du spectre solaire, la différence d'épaisseur entre les deux matériaux est de presque deux ordres de grandeur.

l'efficacité maximale possible pour un dispositif à base de silicium. La seconde aura un impact sur l'architecture des cellules de la filière.

Le graphique de la figure 5.1 représente la fraction des photons absorbés (par rapport à l'absorption maximale, compte tenu du gap) dans un matériau d'une épaisseur donnée.

On remarque que l'épaisseur nécessaire pour absorber 95 % de la lumière récupérable est presque de 300 µm (0,3 mm) pour le c-Si. C'est cette propriété qui conditionne l'épaisseur minimale d'une cellule en silicium cristallin : il faut des absorbeurs épais, de l'ordre de la centaine de micromètres.

La nécessité d'utiliser de telles épaisseurs impose, à son tour, que le matériau soit de bonne qualité électronique, afin que les porteurs excités au sein du wafer puissent se déplacer jusqu'à la surface de la cellule et y être extraits. Pour faciliter la circulation des électrons dans le matériau, le silicium doit être extrêmement pur et ses atomes doivent être parfaitement ordonnés – c'est-à-dire, former un cristal, où la position de chaque atome est parfaitement régulière. Pour réaliser une telle structure, la voie technologique du photovoltaïque s'appuie une fois de plus sur le savoir-faire de l'industrie microélectronique, qui a elle aussi

l'obligation d'assurer un bon transport électronique dans les cristaux parfaits de silicium.

5.1 De la silice au polysilicium

Si le silicium compose environ 30 % des atomes de la croute terrestre, il est presque toujours associé à des atomes d'oxygène pour former de la silice SiO_2, le plus souvent sous forme de quartzite. Pour obtenir du silicium pur, la première étape est donc d'enlever l'oxygène de la silice, c'est à dire de la réduire. Cette étape se fait en chauffant la quartzite dans un énorme four (jusqu'à 1 500-2 000 °C) en présence de carbone, pour produire la réaction suivante :

$$SiO_2 + C \rightarrow Si\ (\text{liquide}) + CO_2\ (\text{gaz})$$

À l'issue de cette étape, le silicium (appelé silicium métallurgique) est bien débarrassé de l'oxygène, mais n'est pur qu'à 99 % environ. Il reste notamment des atomes métalliques (fer, zinc, cuivre…), qui restent mélangés avec le silicium quand il se refroidit et se solidifie. Pour certaines applications (comme les silicones ou dans la métallurgie), ce niveau de pureté est acceptable, mais il est insuffisant pour une utilisation dans des dispositifs électroniques. Pour atteindre un niveau d'impuretés de l'ordre d'une par dizaines de millions d'atomes de silicium, une autre étape de purification est nécessaire.

Cette seconde étape consiste à gazéifier le silicium métallurgique dans des conditions où les impuretés métalliques restent solides. Pour ce faire, on fait réagir le silicium avec de l'hydrogène et du chlore à haute température de façon à obtenir un gaz particulier, le tri-chlorosilane ($HSiCl_3$), qui contient le silicium et des éléments qui sont naturellement sous forme gazeuse à basse température (Cl_2 et H_2).

Il nous reste à retransformer notre matériau d'un gaz vers un solide, ce que permet le procédé *Siemens* (Fig. 5.2). On fait s'écouler un flux de $HSiCl_3$ dans une chambre sous vide, dans laquelle on place un filament (de plusieurs mètres de longueur) chauffé à 1 100 °C. Quand une molécule de $HSiCl_3$ touche cette surface chauffée, elle se décompose et le silicium est déposé sur le filament. Le chlore et l'hydrogène sont récupérés, distillés, et réutilisés. Ce processus peut continuer pendant plusieurs heures voire plusieurs jours, jusqu'à accumuler un dépôt de quelques centimètres d'épaisseur le long des filaments. On obtient ainsi du « polysilicium », une forme de silicium ultra pur, mais dont les atomes ne sont pas encore organisés avec la régularité parfaite d'un cristal.

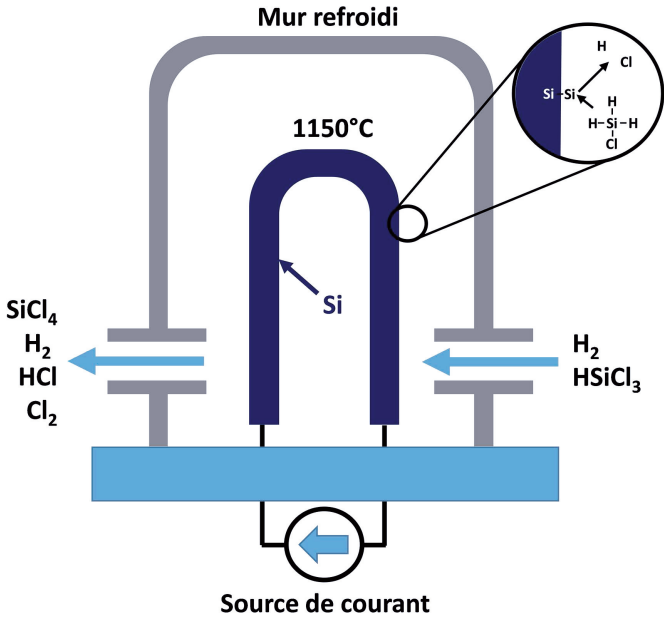


FIGURE 5.2. Diagramme d'un appareil de dépôt du Si par la méthode Siemens. L'enceinte est d'abord vidée de toute trace d'atmosphère et le filament est ensuite chauffé par une source de courant. De molécules de $HSiCl_3$ sont injectées, se décomposent au contact de la boucle à haute température et forment un cylindre solide de polysilicium. Après plusieurs journées de dépôt, on obtient ainsi une couche de plusieurs centimètres d'épaisseur. Le Si qui ne s'attache pas à la surface du cylindre part sous forme de $SiCl_4$. Les murs sont refroidis pour éviter que les molécules ne s'y décomposent.

5.2 Du polysilicium au lingot de silicium

La fabrication d'un cristal parfait de silicium se fait majoritairement selon le procédé *Czochralski*, du nom de son inventeur. Le polysilicium issu du procédé Siemens est d'abord fondu dans un creuset à une température supérieure à 1 400 °C. On y ajoute de très faibles quantités (moins de 1 pour 1000) de dopants, des atomes de phosphore (dopage n), de bore ou de gallium (dopage p) qui serviront à assurer la sélectivité de la cellule solaire (voir plus bas). Un petit bout de silicium déjà cristallisé est utilisé comme germe (*seed*) : on le met en contact avec la surface du silicium liquide, puis on le tire lentement vers le haut, à raison de quelques millimètres par minute. Le silicium liquide colle à ce germe comme l'eau colle au doigt qu'on sort d'un verre. Ainsi entrainé, le silicium liquide sort du bain et refroidit, reprenant sa forme solide (Fig. 5.3, gauche). Ce refroidissement étant lent, les atomes de silicium ont le temps et l'énergie de trouver leur position optimale par rapport aux atomes auxquels ils s'accrochent,

et forment spontanément un cristal. En continuant à tirer, on forme petit à petit un cylindre, appelé *lingot*, qui peut atteindre 450 mm de diamètre et 2 m de longueur (Fig. 5.3, droite). Ce lingot est constitué d'un seul cristal régulier – on parle de silicium monocristallin.

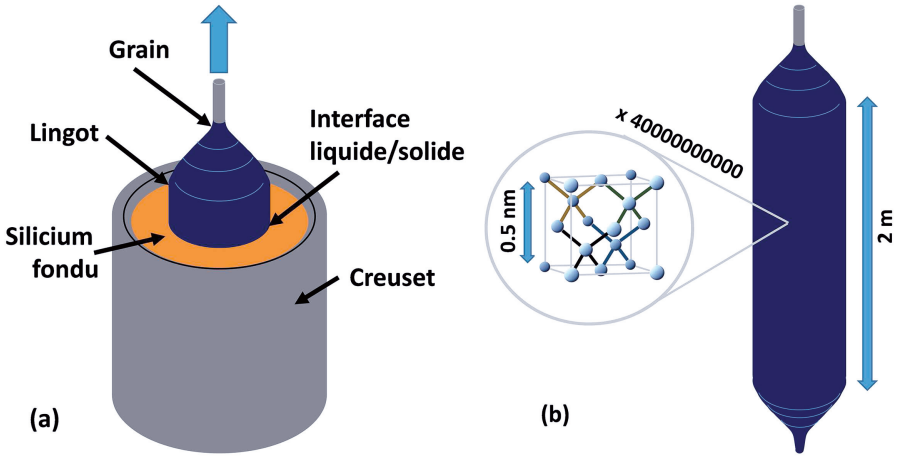


FIGURE 5.3. (a) Illustration du procédé Czochralski, pour tirer un lingot cristallin d'un bain de silicium liquide. Un grain de cristal est amené à la surface du bain, puis lentement retiré avec une légère rotation. Le silicium liquide se solidifie à sa sortie du bain et les atomes adoptent l'organisation cristalline imposée par la surface à laquelle ils s'attachent. (b) Les atomes de silicium sont parfaitement arrangés dans un cristal, un format qui se répète presque à l'infini (un lingot de deux mètres aura la même structure d'atomes de silicium d'un bout à l'autre, répétée parfaitement 40 milliards de fois.

Comme pour beaucoup de procédés industriels, une alternative plus simple et rapide est possible, à condition de sacrifier un peu de qualité. Dans le cas des lingots de silicium, l'alternative au procédé Czochralski s'appelle la technique *Bridgmann*. Elle utilise également un creuset rempli de polysilicium fondu, mais le creuset est ici beaucoup plus large et avec un format carré. Le creuset (et le silicium qu'il contient) est progressivement refroidi du bas vers le haut. Si le refroidissement est bien contrôlé, les atomes de silicium s'organisent localement dans un ordre cristallin en se solidifiant ; mais les domaines cristallins ainsi formés n'ont pas tous la même orientation, ni la même taille. On appelle ce matériau, formé de plusieurs cristaux parfaits avec des tailles millimétriques, du silicium multi-cristallin – et on peut voir à l'œil nu la diversité des cristaux. La taille des domaines cristallins est bien plus large que l'épaisseur des wafers, et les électrons qui y seront générés ne se déplaceront en général que dans un seul cristal. Néanmoins, sa nature multi-cristalline dégrade légèrement les propriétés électroniques du matériau, et les dispositifs issus de cette technique sont toujours légèrement moins performants que leurs homologues monocristallins.

5.3 Du lingot au wafer

Les précédentes étapes permettent d'obtenir un matériau pur, présentant une structure cristalline. Il s'agit à présent de transformer le lingot long d'environ deux mètres en wafers d'une épaisseur de l'ordre de 0,2 millimètre. De plus, il faut que les wafers aient une forme de rectangle, et non de disque, afin de limiter l'espace libre entre les wafers disposés côte à côté, et ainsi maximiser la surface active du panneau.

À partir d'un lingot Czochralski (monocristallin), deux étapes de sciage sont nécessaires : une première coupe le lingot dans la longueur pour enlever les côtés ronds du cylindre ; une seconde étape tranche le pavé ainsi obtenu en wafers carrés de ~200 µm d'épaisseur et de 156 mm à 210 mm de largeur, selon le lingot initial [8]. En fonction de la première découpe, les wafers peuvent conserver des coins en chanfrein, trace de leur origine dans un lingot Czochralski (Fig. 5.4), mais certains modèles de wafer récemment standardisés n'ont plus de chanfrein.

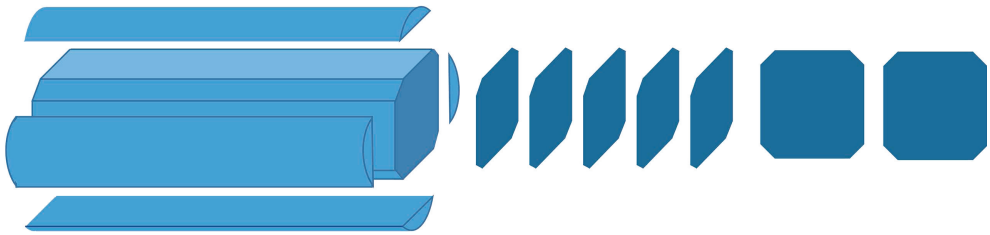


FIGURE 5.4. Dessin de découpe d'un lingot, d'abord dans une forme presque rectangulaire avec les chanfreins, puis dans les wafers pseudocarrés de ~200 µm d'épaisseur.

Par comparaison, un lingot Bridgman (multicristallin) a déjà la forme parallélépipédique du creuset. Un découpage reste nécessaire pour obtenir les wafers de 200 µm en épaisseur et 210 mm en largeur, et on peut distinguer ces wafer multi-cristallins de leurs homologues mono-cristallins par leur aspect de mosaïque, dû aux multiples domaines cristallins qui y sont présents [9] (Fig. 5.5). Les wafers multi-c-Si n'auront jamais de chanfreins, car ils ne sont pas issus d'un lingot cylindrique.

[8] L'épaisseur moyen des wafers industrielles diminue progressivement, et leur taille augment. En 2022, on trouve ainsi sur le marché (en petite quantité) des wafers de 180 µm et de 210 µm.

[9] Des procédés nommés « mono-like », qui utilisent les grands creusets tapissés de wafers pour promouvoir une cristallisation ordonnée, sont aussi en développement.

FIGURE 5.5. Schéma d'un wafer en silicium monocristallin et en silicium multicristallin.

5.4 Du wafer à la jonction

À l'issue de la découpe, la surface du wafer est à la fois fortement endommagée par la brutalité mécanique du sciage, et trop lisse optiquement, comme un miroir. Une première étape de traitement est effectuée pour enlever les dommages qui viennent du sciage (typiquement par une gravure chimique à l'hydroxyde de potassium (KOH) à haute température). Une seconde étape permet de rendre la surface plus rugueuse, en tirant parti des propriétés chimiques de la structure cristalline : la vitesse d'attaque d'une solution acide dépend de l'orientation des plans cristallins, et la surface d'un wafer plongé dans un bain de KOH dilué fait apparaître des pyramides de quelques microns, dont la pente est fixée par la géométrie de la maille cristalline, et qui sont réparties aléatoirement [10] (Fig. 5.6). Cette opération agit comme un traitement antireflet, augmentant la quantité de lumière qui pénètre dans le matériau plutôt que d'être réfléchie à sa surface. Cet effet antireflet sera renforcé par le dépôt d'une couche de quelques dizaines de nanomètres de nitrure de silicium, comme évoqué dans le chapitre 3.

Dans le chapitre précédent, on a établi la nécessité de créer dans notre dispositif photovoltaïque une sélectivité pour le transport et l'extraction des électrons. Dans le cas du silicium cristallin, cette sélectivité est réalisée en dopant différemment l'avant et l'arrière du matériau de façon à former une barrière de potentiel électrostatique (voir chapitre 3). Le wafer est déjà dopé (typiquement par des atomes de gallium ou de bore) introduits dans le creuset de polysilicium liquide lors de la formation du lingot. Pour doper la face avant de la future cellule, il faut parvenir à incorporer des atomes (typiquement de phosphore) dans

[10] D'autres techniques par voie liquide et par voie sèche pour produire la texture ont été démontrés dans les laboratoires, mais le KOH reste le standard industriel.

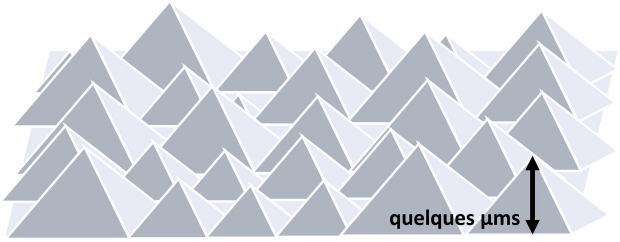


FIGURE 5.6. Représentation des pyramides aléatoires créées par la gravure chimique d'un wafer de silicium monocristallin.

le silicium déjà solide. À l'échelle microscopique, les atomes sont susceptibles de diffuser dans un solide – mais avec un coefficient de diffusion très faible. Pour accélérer le processus, la diffusion des dopants est réalisée à des températures élevées (700-800 °C), mais bien inférieures à la température de fusion du silicium (Fig. 5.7). On obtient ainsi une couche très fine (quelques microns) de dopants, sous la surface de la cellule.

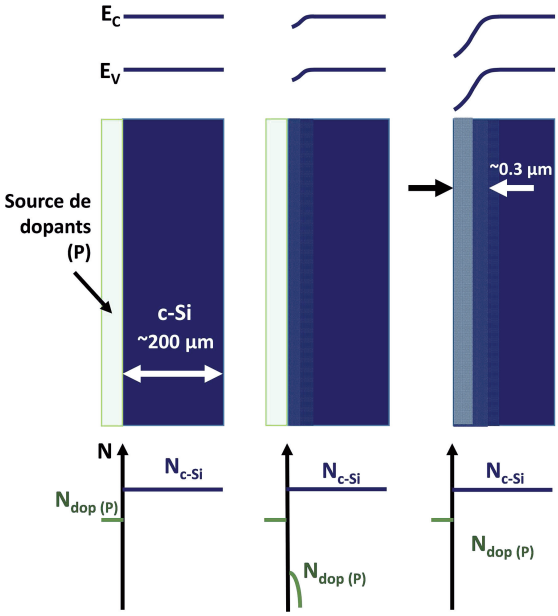


FIGURE 5.7. Schéma de diffusion du phosphore dans le silicium. Une source d'atomes de phosphore « dopants (P) » est déposée sur la surface, sous la forme d'une couche mince. Le dispositif entier est ensuite chauffé et les atomes de phosphore pénètrent dans le silicium. La densité de phosphore $N_{dop\,(P)}$ proche à la surface est de l'ordre de 10^{18} cm^{-3}, dix mille fois inférieure à celle du silicium N_{c-Si}, de 5 ×10^{22} cm^{-3}. La densité de dopants diminue sur les quelques premières centaines de nanomètres du matériau, suivant un profil typique de diffusion. La présence des dopants courbe les bandes de valence et de conduction, bloquant l'injection des électrons de basse énergie sans empêcher l'extraction des électrons excités.

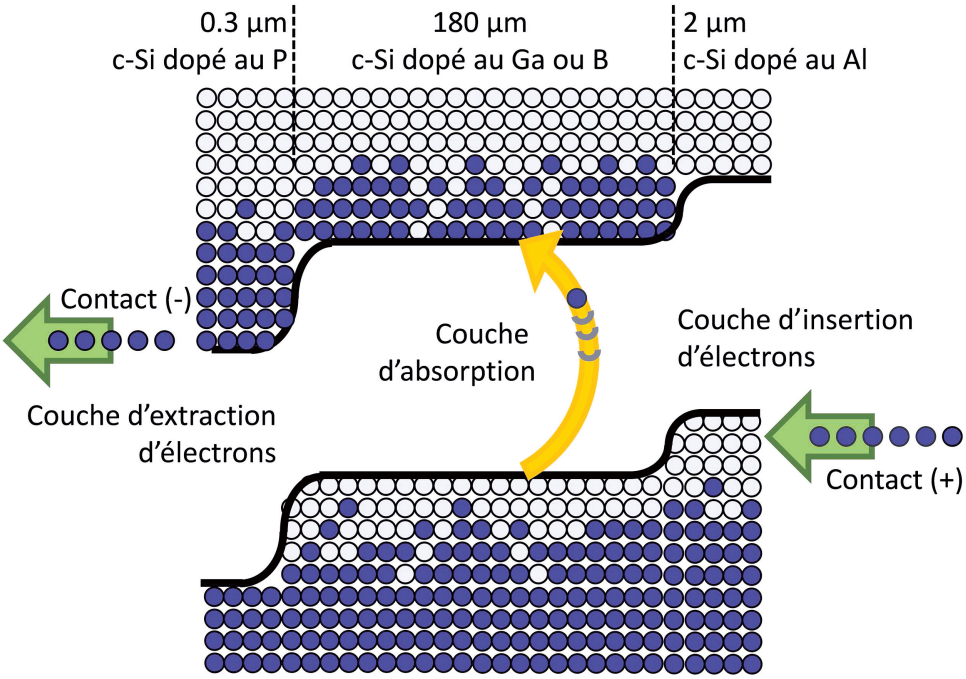


FIGURE 5.8. Les barrières ne sont pas aussi abruptes que dans les exemples du chapitre 4, mais le dopage permet bien de briser la symétrie entre la gauche et la droite : un électron photo-généré dans la bande de conduction peut facilement aller vers la zone dopée au phosphore, alors qu'il rencontre une barrière qui s'oppose à son passage vers la zone dopée à l'aluminium. L'orientation de la tension photogénérée est indiquée par les contacts « + » et « – ».

Pour améliorer la sélectivité de l'extraction, on diffuse également de l'aluminium à l'arrière de la cellule, formant ainsi une seconde barrière pour les électrons photo-générés. La même stratégie de diffusion est utilisée, mais la mobilité de l'aluminium dans le silicium permet de travailler à des températures plus basses. La part d'aluminium qui n'est pas incorporée au silicium mais reste déposée à l'arrière de la cellule sert par ailleurs de miroir pour réfléchir la lumière qui aurait traversé la cellule sans être absorbée, et de contact métallique pour l'extraction des charges. À l'issue de ces deux étapes de diffusion, on obtient la structure de bande présentée en figure 5.8.

Ce procédé de dopage par diffusion n'est cependant pas sans effet néfaste. Même contrôlée, la diffusion d'hétéroatomes dégrade la qualité cristalline du silicium, et détériore donc les propriétés électroniques du matériau, en augmentant les défauts et donc les recombinaisons. Alors, plutôt que d'appliquer ce procédé sur l'ensemble de la face arrière de notre cellule solaire, on préfère réduire

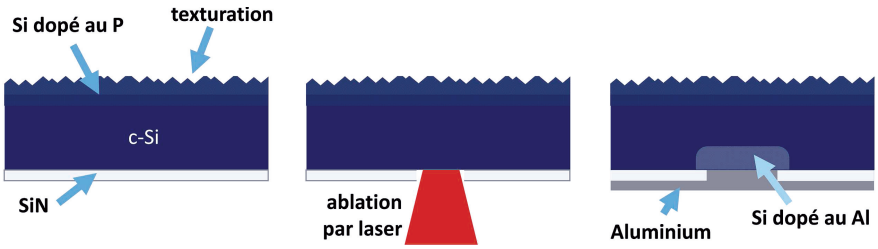


FIGURE 5.9. Étapes de fabrication pour obtenir des zones de dopage locale. De gauche à droite : on dépose d'abord une couche protectrice de SiN de 100 nm sur l'intégralité de la surface arrière de notre cellule. Des petites ouvertures d'une dizaine de microns sont ensuite ouvertes avec un laser puissant. Puis, on procède comme avec notre procédé de diffusion d'aluminium précédemment décrit.

la surface dopée à quelques points localisés par lesquels les électrons pourront être extraits et passiver le reste de la surface par une couche protectrice (typiquement 100 nm de nitrure de silicium SiN, (Fig. 5.9), souvent avec une fine couche d'interface également en alumine). Un dopage local peut ensuite se faire au travers de trous générés par ablation laser. Ces zones de dopage local peuvent être réduites à une petite fraction de la surface arrière car les électrons peuvent diffuser latéralement jusqu'à trouver une sortie si nécessaire !

5.5 De la jonction à la cellule

Il s'agit à présent d'ajouter à la cellule des contacts métalliques pour extraire les électrons excités et pour les réinjecter dans le dispositif après avoir utilisé le travail qu'ils peuvent fournir.

Sur la face arrière, l'affaire est déjà réglée grâce à la couche d'aluminium, qui permet d'injecter des électrons dans la bande inférieure (Fig. 5.8). Sur la face avant, on utilise plutôt de l'argent, dont le travail de sortie est adapté à l'extraction depuis la bande supérieure. La répartition du métal sur la surface doit cependant satisfaire un compromis : trop peu de surface en contact avec le silicium ne permettra pas de récupérer efficacement les électrons, mais couvrir toute la surface de métal empêchera la lumière de pénétrer dans le dispositif. Une solution est apportée par le dopage au phosphore comme précédemment décrit. Formant une barrière pour les électrons dans le niveau d'énergie inférieur, cette couche est également un excellent transporteur latéral pour les électrons excités, dans le niveau supérieur. Les électrons excités peuvent donc utiliser cette couche pour se transporter latéralement sur plusieurs millimètres (Fig. 5.10).

Cette distance de transport va déterminer l'espacement entre les contacts métalliques en surface, qui prennent généralement la forme d'une grille, dépo-

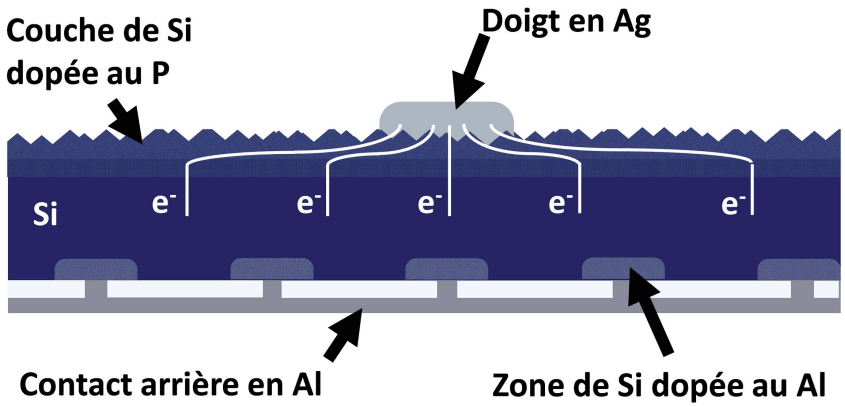


FIGURE 5.10. Chemin suivi par les électrons pour arriver au doigt de collection métallique (argent), sur la face avant. La couche fortement dopée fait à la fois office de barrière (pour les électrons non-excités) et de facilitateur du transport latéral (pour les électrons excités). Cette architecture correspond à la cellule « PERC », montrée dans en figure 5.12.

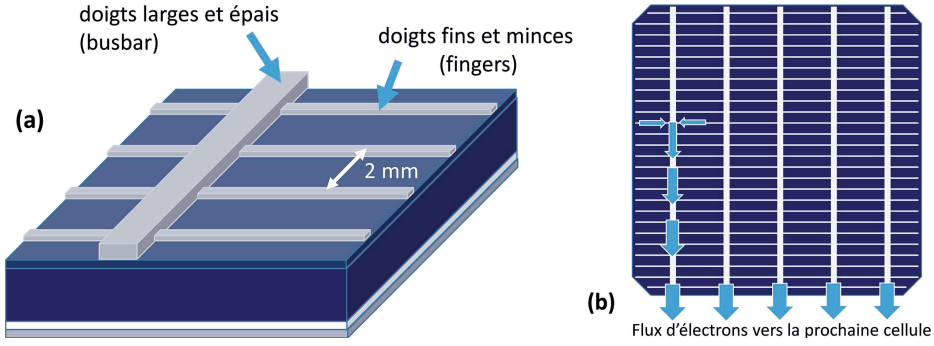


FIGURE 5.11. Conception des doigts et *busbars* métalliques (le plus souvent composés d'une pâte d'argent) sur la face avant d'une cellule solaire en c-Si. Les doigts sont répartis tous les quelques millimètres pour que les électrons puissent rejoindre facilement la grille métallique. Ils sont fins pour limiter l'ombrage, mais leur conductivité électrique est faible. Les *busbars*, entre 3 et 5 par cellule, sont plus larges et plus épais. Ils ont pour rôle d'amener le courant électrique vers la prochaine cellule connectée en série.

sée par sérigraphie : un maillage de traits fins (doigts) séparés d'environ 2 mm assure que chaque électron photo-généré trouvera rapidement une porte de sortie ; quelques lignes plus épaisses (*busbar*) rassemblent les doigts pour offrir une meilleure conductivité. L'organisation typique de la grille métallique est montrée sur la figure 5.11.

Déchiffrer les acronymes des architectures de cellule

Avec les procédés décrits dans les pages précédents, on peut maintenant mieux comprendre les divers acronymes utilisés pour décrire les architectures de cellules montrées dans la figure 5.12.

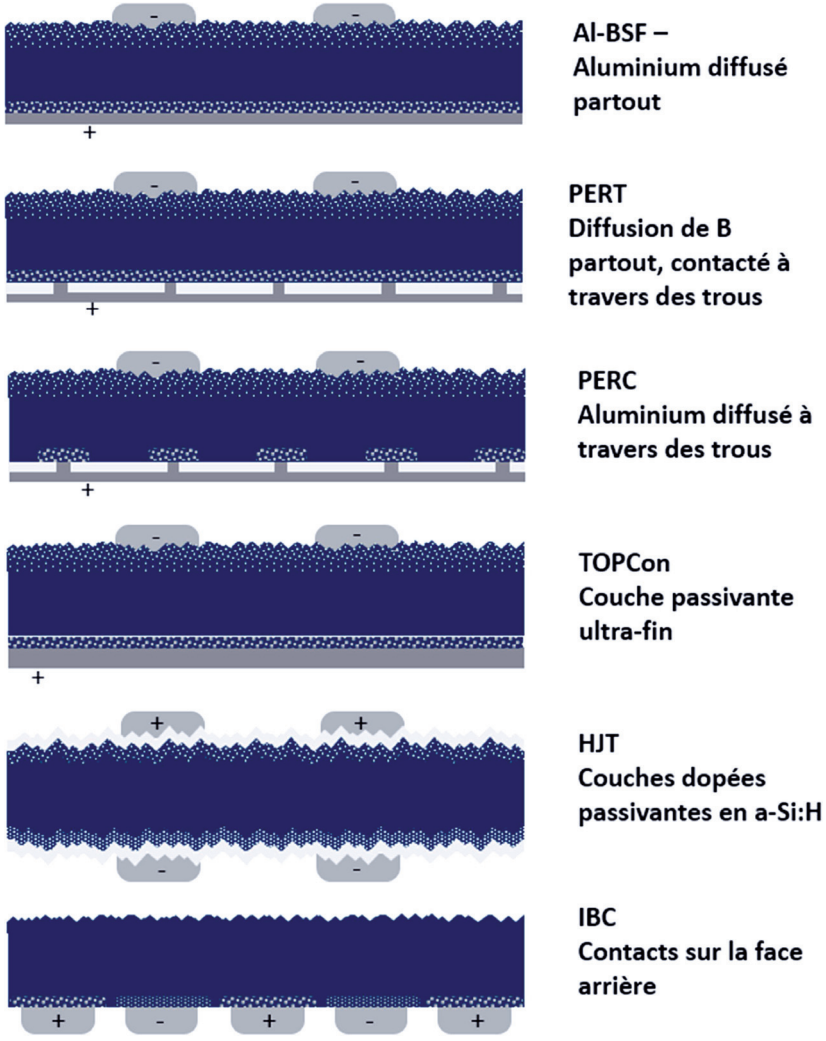


FIGURE 5.12. Schémas et explication des acronymes concernant les architectures des cellules solaires industrialisées en c-Si. L'orientation de la photo tension produit par la cellule aux contacts est indiquée par un + et un –.

La première conception est le plus simple, et utilise une diffusion d'aluminium sur l'ensemble de la face arrière pour produire une barrière sélective qui empêche le passage des électrons photoexcités. Cette architecture **Al-BSF**, pour *aluminium back surface field*, a été historiquement le premier modèle à très large diffusion commerciale.

Pour éviter le contact en pleine plaque sur toute la face arrière, on intercale une couche de passivation isolante entre la cellule et l'aluminium, et on ne perce que quelques trous dans cette couche pour permettre un contact ponctuel avec le métal. Pour améliorer la sélectivité du dispositif, il faut néanmoins doper plus fortement la région du contact – on peut obtenir cet effet en diffusant un excès de bore sur tout l'arrière de la cellule (architecture **PERT**, pour *Passivated Emitter and Rear Totally-diffused*) ou en diffusant de l'aluminium au travers des trous de l'isolant (architecture **PERL** pour *Passivated Emitter and Rear Locally-diffused*, parfois aussi appelé **PERC**).

Une autre variante afin d'éviter le contact entre le métal et la surface (mais en laissant passer les électrons) est d'utiliser une couche d'oxyde, mais si fin que les électrons passent par tunneling (un effet de la mécanique quantique). Cette architecture s'appelle *Tunneling Oxide Passivated Contact*, ou TOPCon, et on remarque qu'il nécessite aussi le dépôt d'une couche dopée sur l'oxyde de passivation.

On peut également évoquer deux architectures moins répandues mais avec de meilleures performances. Les technologies à hétérojonctions (**HJT**) utilisent comme couche de passivation et d'extraction du silicium amorphe, qui se comporte comme un matériau tout à fait différent du silicium cristallin. Enfin, pour éviter les pertes optiques liées à la couverture métallique, on peut extraire et injecter les électrons uniquement depuis la face arrière à condition de bien séparer les types de contact. On parle alors de cellules interdigitées en face arrière, ou **IBC** pour *Interdigitated Back Contact*.

5.6 De la cellule au module

Notre parcours pour fabriquer une cellule solaire nous a conduit vers un dispositif avec une épaisseur de ~200 µm et une surface de l'ordre de 16 cm par 16 cm. En plein soleil, un dispositif de cette taille va fournir un courant de l'ordre de 10 ampères et une tension d'environ 0,65 volts. Ce n'est pas une combinaison électrique très utile ! Pour comparaison, une pile qu'on utilise chez soi produit 1,5 V, et quand cette valeur commence à diminuer, même les petits appareils

électroniques arrêtent de fonctionner. Par ailleurs, notre cellule ressemble à une fine feuille de métal, fragile et cassante. En l'état, elle craint la pluie, la grêle et tout contact avec le monde extérieur.

La prochaine étape est donc de connecter les cellules solaires en série, et de les protéger pour former un module. La figure 5.13 montre les éléments clefs d'un module photovoltaïque. On remarque que les cellules sont bien connectées en série, ce qui implique que la face avant d'une cellule doit être connectée à la face arrière de la suivante. Une tendance récente est d'utiliser des cellules coupées en deux (*half-cut cells*) et organisées en deux demi-modules reliés en parallèle. De cette façon, le courant électrique circulant dans le dispositif est divisé par deux, ce qui réduit les pertes résistives (effet Joule) et réduit la dégradation, comme on le verra dans le chapitre 7.

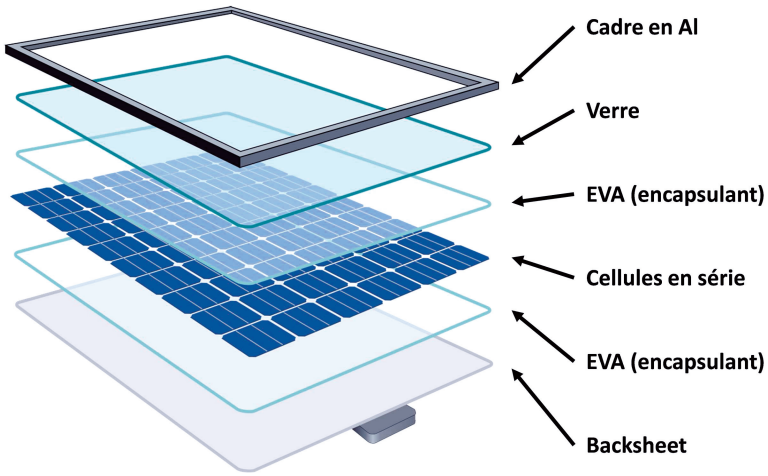


FIGURE 5.13. Structure et couches d'un module photovoltaïque en c-Si. Les cellules en c-Si sont en sandwich entre des couches d'encapsulant (EVA) des deux côtés, du verre coté soleil et un *backsheet* opaque en face arrière. Un cadre en aluminium ajoute une robustesse mécanique.

La robustesse structurelle est donnée par une plaque de verre. Les cellules sont scellées entre deux couches protectrices de plastique (éthylène-acétate de vinyle, EVA), et garnies d'une couche arrière blanche et réflectrice (*back-sheet*). Ce *back-sheet* est composé de plusieurs couches polymériques, conçues pour assurer sa robustesse et son isolation électrique [11]. Le bord du module est fermé avec un cadre en aluminium, dont deux fils sortent de la face arrière à travers

[11] Les panneaux « verre-verre », où le *backsheet* est remplacé par un verre, sont aussi de plus en plus présents sur le marché. Cette conception permet à la lumière d'entrer également par la face arrière de la cellule ; et ces panneaux peuvent être construits sans cadre !

FIGURE 5.14. Des modules photovoltaïques de silicium cristallin montés sur un toit. Les 60 cellules individuelles sont visibles dans les modules, ainsi que les *busbars*. Les modules sont fixés par leur cadre en aluminium, et sont décalés les uns par rapport aux autres pour qu'un module ne projette pas d'ombre sur un autre. Crédit photo : Labella Associates *via* pv magazine USA.

d'une boite de jonction pour donner accès à la puissance électrique fournie par le panneau.

Après toutes ces étapes, on obtient le dispositif final montré en photo dans l'image de la figure 5.14. Dans cette photo, on peut reconnaitre les cellules individuelles, et compter qu'il y a 60 cellules par module. Chacun de ces modules va donc fournir de l'ordre de $60 \times 0{,}65\ \text{V} = 39\ \text{V}$ et 10 A. On peut aussi identifier les busbars, mais les doigts fins sont trop petits pour être visibles dans l'image. Finalement, un support mécanique est attaché au cadre aluminium pour fixer le panneau. Le résultat est un produit avec un aspect incroyablement simple quand on considère toutes les étapes technologiques complexes qui lui ont donné naissance ! Sans mentionner qu'il va maintenant fonctionner presque sans maintenance pendant 25 ans, produisant de la puissance électrique sans pièces mobiles, en réponse à l'illumination solaire.

Pour en savoir plus

Un survol (gratuit et en ligne) de toutes les étapes de la chaine de production des dispositifs photovoltaïques en silicium cristallin. www.pveducation.org

État des lieux concernant les architectures prédominantes et les points sensibles pour le marché PV. “Crystalline Silicon Photovoltaic Module Manufacturing Costs and Sustainable Pricing : 1H 2018 Benchmark and Cost Reduction Road Map”, Woodhouse et al., *NREL*, 2018

Les détails sur la production de silicium purifié. B. Ceccaroli, O. Lohne, Solar Grade Silicon Feedstock, in *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, edited by A. Luque, S. Hegedus, Wiley, 2003, p. 153. DOI:10.1002/0470014008

Une vision sur les autres façons de produire des semi-conducteurs cristallins. P. Capper, Bulk Crystal Growth – Methods and Materials. in : *Springer Handbook of Electronic and Photonic Materials*, edited by S. Kasap, P. Capper, Springer Handbooks. Springer, Boston, MA, 2006. DOI : 10.1007/978-0-387-29185-7_12

6

Bonne absorptivité, mauvais transport, faible coût : les cellules en couches minces, organiques, amorphes, pérovskites

Une stratégie technologique alternative pour produire des cellules photovoltaïques – sans le biais historique imposé par l'industrie microélectronique en faveur du silicium – serait de choisir des matériaux avec des meilleures propriétés optiques (un gap plus adapté et/ou une absorption plus forte). Avec un tel choix, l'absorbeur pourrait être beaucoup plus fin (même en dessous d'un micron), ce qui engendre deux conséquences : le transport n'a pas besoin d'être parfait (car la distance que les électrons auront à parcourir pour traverser le matériau sera moindre), et la quantité de matière nécessaire sera proportionnellement diminuée (entrainant donc un coût réduit).

Cette stratégie peut être représentée sur le diagramme de Venn ci-dessous. Elle a été explorée par plusieurs groupes de recherche académique et industrielle et a abouti à des solutions technologiques compétitives. Certaines de ces solutions sont aujourd'hui dépassées, d'autres sont encore d'actualité et proposent des perspectives d'avenir.

Plusieurs familles de matériaux sont susceptibles d'avoir des coefficients d'absorption bien supérieurs à celui du silicium cristallin, au détriment de leurs qualités électroniques. On présentera dans ce chapitre cinq filières industrielles : silicium amorphe hydrogéné (a-Si:H), séléniure de cuivre, d'indium

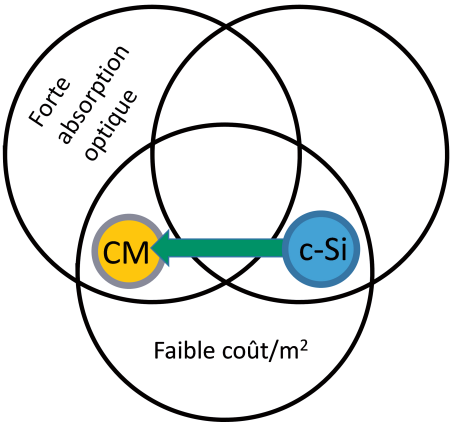


FIGURE 6.1. Diagramme de compromis. Comparaison de la stratégie incarnée par le c-Si avec celle en discussion dans ce chapitre : les matériaux à forte absorption, mauvais transport électronique, mais aussi à faible cout, les couches minces (CM).

et de gallium (CIGS), tellurure de cadmium (CdTe), matériaux organiques et perovskites hybrides (voir encadré ci-dessous). Chaque filière présente ses spécificités, mais toutes partagent des points communs que nous mettrons en évidence.

Les matériaux à forte absorption pour le PV – peu ou non-cristallins

La famille de matériaux qui seront discutés dans ce chapitre se distingue du c-Si par leur manque de cristallinité à longue distance. Souvent, comme le CdTe et le CIGS, ils ont une organisation cristalline, mais uniquement dans des domaines de petites tailles, de quelques nanomètres jusqu'à plusieurs microns, mais pas sur des millimètres comme le silicium multicristallin ou des mètres comme le silicium monocristallin. À l'intérieur de ces domaines, ils peuvent également avoir une structure beaucoup plus complexe, comme démontré par la famille de structures qu'on appelle les pérovskites. Le $MAPbI_3$, par exemple, se défini par une structure cristalline en PbI_3, avec des complexes de methyl-ammonium (CH_3NH_3) qui se situent dans les espaces libres (sans liaisons covalentes avec la matrice PbI_3). Finalement, certains matériaux peuvent n'avoir presque aucune structure cristallin – c'est le cas pour le silicium amorphe hydrogéné, et les polymères qui constituent les semiconducteurs organiques. À noter : leur forte absorption n'est pas forcément liée à leur manque de cristallinité, mais leurs propriétés électroniques le sont.

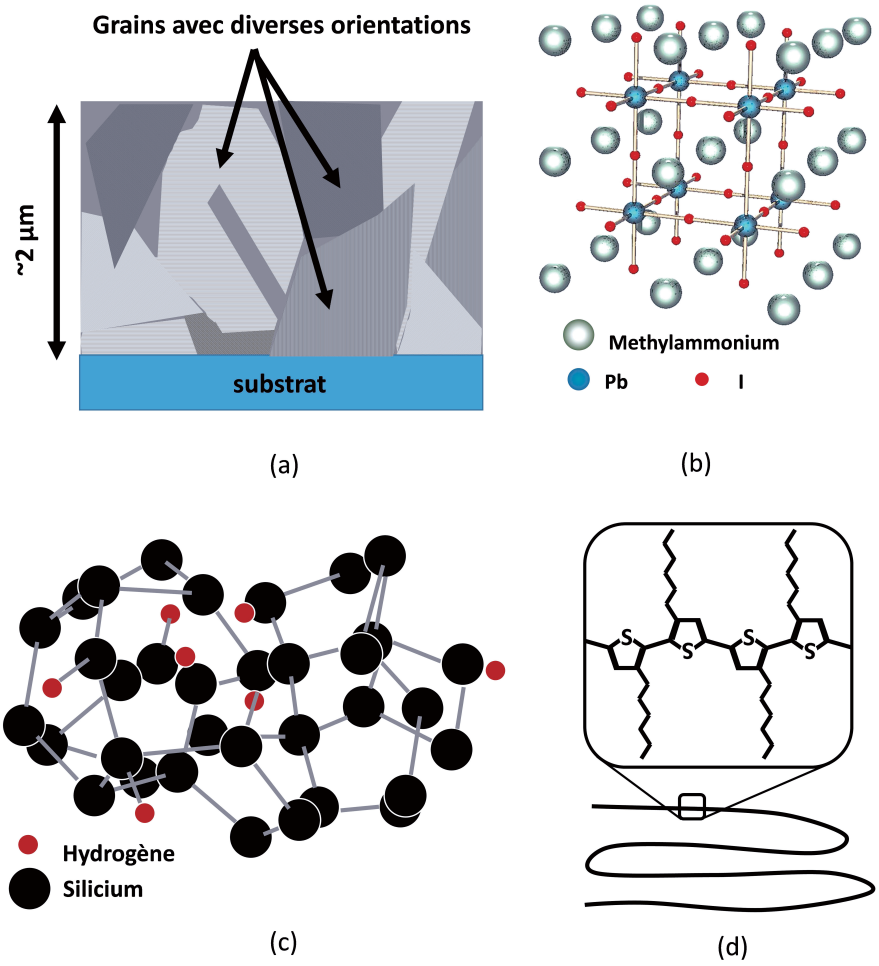


FIGURE 6.2. (a) Matériau multicristallin à une échelle micrométrique. (b) MAPbI, matériau avec une structure « perovskite », (c) silicium amorphe hydrogéné, et (d) P3HT, un polymère semi-conducteur.

6.1 Fabrication des couches minces

Comme leur nom l'indique, les technologies en couches minces sont bien moins épaisses que les absorbeurs en silicium cristallin, grâce à leur meilleur coefficient d'absorption. Au lieu d'une épaisseur de plusieurs centaines de microns, on aura plutôt besoin de 10 µm ou moins (les cellules les plus fines descendent jusqu'à 100 nm !). Par comparaison, l'épaisseur d'une feuille de papier est de

l'ordre de 50 µm. Impossible de découper un lingot en tranches aussi fines. Les absorbeurs de ces filières seront donc plutôt des films qui n'auront pas la robustesse mécanique nécessaire pour se tenir tous seuls, mais devront être déposés sur un substrat. Plusieurs techniques permettent de réaliser de tels dépôts, comme indiqué [12] sur la figure 6.3.

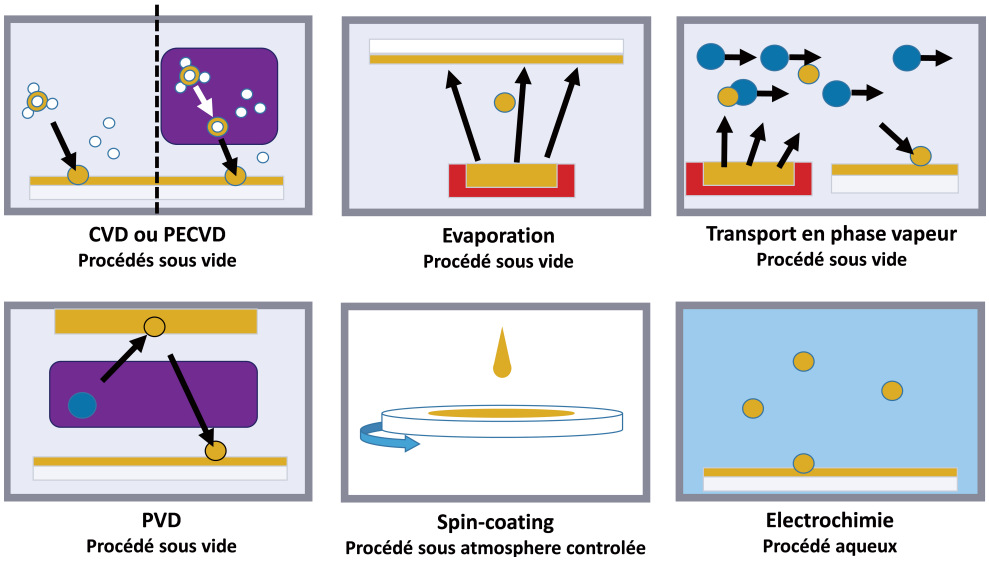


FIGURE 6.3. Les diverses technologies « bon marché » de dépôt de couches minces. (1) **Dépôt par vapeur chimique, CVD** (*Chemical Vapour Deposition*), qui peut être aussi assisté par plasma, **PECVD** (*Plasma Enhanced Chemical Vapour Deposition*) : un flux de molécules gazeuses se décomposent thermiquement sur une surface, ou avec l'aide d'un plasma, pour devenir réactives. (2) **Évaporation** : une source solide est chauffée jusqu'à son évaporation dans une chambre à vide. (3) **Transport par phase vapeur** (*Vapour Phase Transport*) : après évaporation, les précurseurs sont amenés vers le substrat par un flux de gaz neutre. (4) **Dépôt physique en phase vapeur, PVD** (*Physical Vapour Deposition*, ou *sputtering*) : les atomes sont éjectés d'une cible solide bombardée par un plasma et se déposent sur un substrat. (5) **Spin-coating ou centrifugation** : une solution avec les précurseurs tombe goutte par goutte sur une surface tournante. (6) **Électrochimie en milieu aqueux** : les précurseurs sont apportés par un bain liquide et décomposés grâce à un courant électrique.

On remarquera que, pour ces méthodes de dépôt, le substrat sert simplement de support mécanique au film, mais n'impose pas de structure particulière au matériau (à la différence de la croissance par épitaxie, traitée au chapitre suivant). À la différence du c-Si, ces couches minces ne forment donc pas un cristal parfait. Elles vont plutôt adopter une structure désordonnée, qui peut être de

[12] Cette liste n'est pas exhaustive, et n'inclut pas deux autres techniques importantes – le **MOCVD** et le **MBE** – qui seront discutées dans le prochain chapitre. Ces techniques sont plutôt associées avec des dispositifs de haute qualité, ce qui justifie leur coût d'opération plus élevé.

microscopiques domaines cristallins, ou même sans ordre du tout (amorphe). C'est ce manque d'ordre qui nuit au transport des électrons dans le matériau, réduisant leur mobilité de deux ordres de grandeur par rapport au c-Si.

Contrairement aux technologies c-Si, qui recouvrent la surface d'un panneau en le pavant de cellules de petites tailles, ces techniques fonctionnement par revêtement, et permettent de couvrir directement des surfaces plus importantes, de plusieurs mètres carrés à la fois (à l'exception de la centrifugation, qui est limitée par les contraintes mécaniques des substrats). Ces techniques de dépôt permettent de réduire significativement les coûts de fabrication des cellules en couches minces.

6.2 Architecture d'une cellule en couche mince

Comme toute cellule solaire, les cellules en couches minces doivent se constituer non seulement d'un absorbeur (discuté dans la section précédente), mais également des couches qui vont permettre le transport et l'extraction sélective des électrons photo-générés. La finesse de l'absorbeur, s'il facilite le transport électronique, soulève des difficultés technologiques pour la réalisation de cette sélectivité.

(1) **Difficulté N^{o} 1 : assurer la sélectivité.** Contrairement aux cellules c-Si, il n'est pas possible ici de faire diffuser un dopant depuis la surface vers l'épaisseur de l'absorbeur : compte tenu des épaisseurs en jeu, la couche diffusée serait plus épaisse que la couche absorbante ! De plus, la surface déposée sur le substrat n'est plus accessible.
Au lieu de modifier l'absorbeur lui-même, la sélectivité du transport est assurée en déposant un **empilement** de couches avec différentes propriétés, avec l'absorbeur au milieu. Cet empilement peut donner des interfaces très abruptes (Fig. 6.4), et peut être composé de couches presque identiques à la couche absorbante, mais accueillant la présence d'un dopant (homo jonction). Elles peuvent également être constituées de matériaux différents (hétéro jonction). Si la mobilité des électrons dans l'absorbeur est mauvaise à cause du désordre, le transport peut être facilité par la formation d'un champ électrique induit par les couches avoisinantes. Au courant de diffusion (majoritaire dans le c-Si) s'ajoute ainsi un courant de dérive. Dans ce cas, on observe une pente dans le diagramme de bande énergétique, qui représente la présence d'un champ électrique (Fig. 6.4). Le transport par dérive permet une extraction très rapide, et cette configuration est très utile quand il y a un fort risque de recombinaison dans la couche d'absorption.

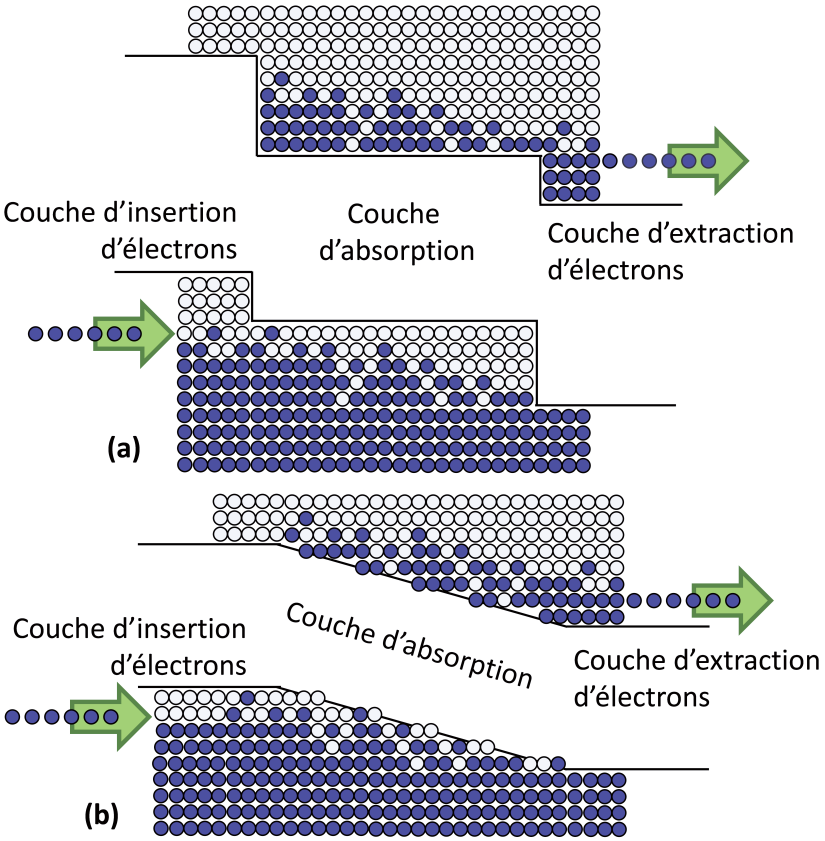


FIGURE 6.4. (a) Diagramme de bande énergétique avec des interfaces abruptes, transport dominé par la diffusion. (b) Diagramme présentant un champ électrique dans la couche d'absorption, donc avec une contribution importante de la dérive dans le transport d'électrons.

Le tableau ci-dessous indique la nature des couches utilisées pour l'absorption et l'extraction sélective des électrons dans les cinq grandes familles de cellules solaires en film mince. Ces couches sont parfois appelées par leur composition chimique (a-Si:H, TiO_2, CdTe, CdS, ZnO, $MoSe_2$) et leur dopant (:Cu signifie un dopage par cuivre) ; elles sont parfois désignées par un acronyme plus opaque : CIGS = copper indium gallium selenide, MAPI = Methyl ammonium lead tri-iodide, spiro-OMeTAD = 2,2′,7,7′-Tetrakis[N,N-di(4-methoxyphenyl)amino]-9,9′-spirobifluorene, PEDOT:PSS = Poly(3,4-ethylenedioxythiophene) polystyrene sulfonate, P3HT = poly (3-hexylthiophene-2,5-diyl), et PCBM = [6,6]-Phenyl-C61-butyric acid methyl ester.

Technologie	Silicium amorphe hydrogéné (a-Si:H)	Pérovskite halogénée	CdTe	CIGS	Organique/ polymère
Couche d'insertion d'électrons	a-Si:H dopé au bore	TiO_2	CdTe:Cu	$MoSe_2$	PEDOT:PSS
Couche absorbeur	a-Si:H sans dopage	MAPI	CdTe	CIGS	P3HT
Couche d'extraction d'électrons	a-Si:H dopé au phosphore	spiro-OMeTAD	CdS/ZnO	CdS/ZnO	PCBM

(2) **Difficulté N° 2 : extraction des porteurs à la surface de la cellule.** Dans les cellules c-Si, les électrons qui ont atteint la surface du dispositif peuvent encore se déplacer latéralement sur quelques millimètres pour rejoindre un contact métallique où ils pourront être extraits du semi-conducteur. La situation est différente ici, puisque les électrons ne peuvent parcourir de telles distances – et il est impossible de rapprocher les contacts métalliques, à moins de couvrir toute la surface de la cellule d'un métal opaque.

La solution consiste à utiliser une couche supplémentaire, à la fois transparente à la lumière et conductrice pour les électrons, comme évoqué dans le chapitre 3. Souvent constituées d'un oxyde, ces couches sont nommées des Oxydes Transparents Conducteurs (OTCs). Le plus répandu et performant est l'oxyde d'indium-étain (ITO), mais on rencontre aussi l'oxyde d'étain dopé au fluore (SnO_2:F) et l'oxyde de zinc dopé à l'aluminium (ZnO:Al), moins couteux comme matériaux, mais avec plus d'absorption optique parasitiques dans l'infrarouge.

Cette stratégie pour la réalisation des cellules a des conséquences pour l'architecture des modules. Alors que les cellules c-Si étaient interconnectées les unes aux autres lors de l'assemblage du panneau, les modules en couches minces utilisent une **interconnexion intégrée**, et les cellules sont fabriquées directement en étant reliées les uns aux autres (Fig. 6.5). Cette interconnexion intégrée donne aux modules en couches minces un aspect très uniforme, comparés aux modules en silicium cristallin, où la présence des wafers individuels est facilement visible.

(3) **Difficulté N° 3 : améliorer les propriétés optiques**. Un troisième défi à surmonter pour les cellules en couches minces est de retrouver l'équivalent de la texturation de surface des wafers de silicium. On a mentionné dans le chapitre précédent qu'une texturation de la surface du silicium (avec des pyramides de quelques microns) est avantageuse pour (1) réduire l'intensité de la lumière réfléchie (et donc perdue), et (2) augmenter le chemin optique

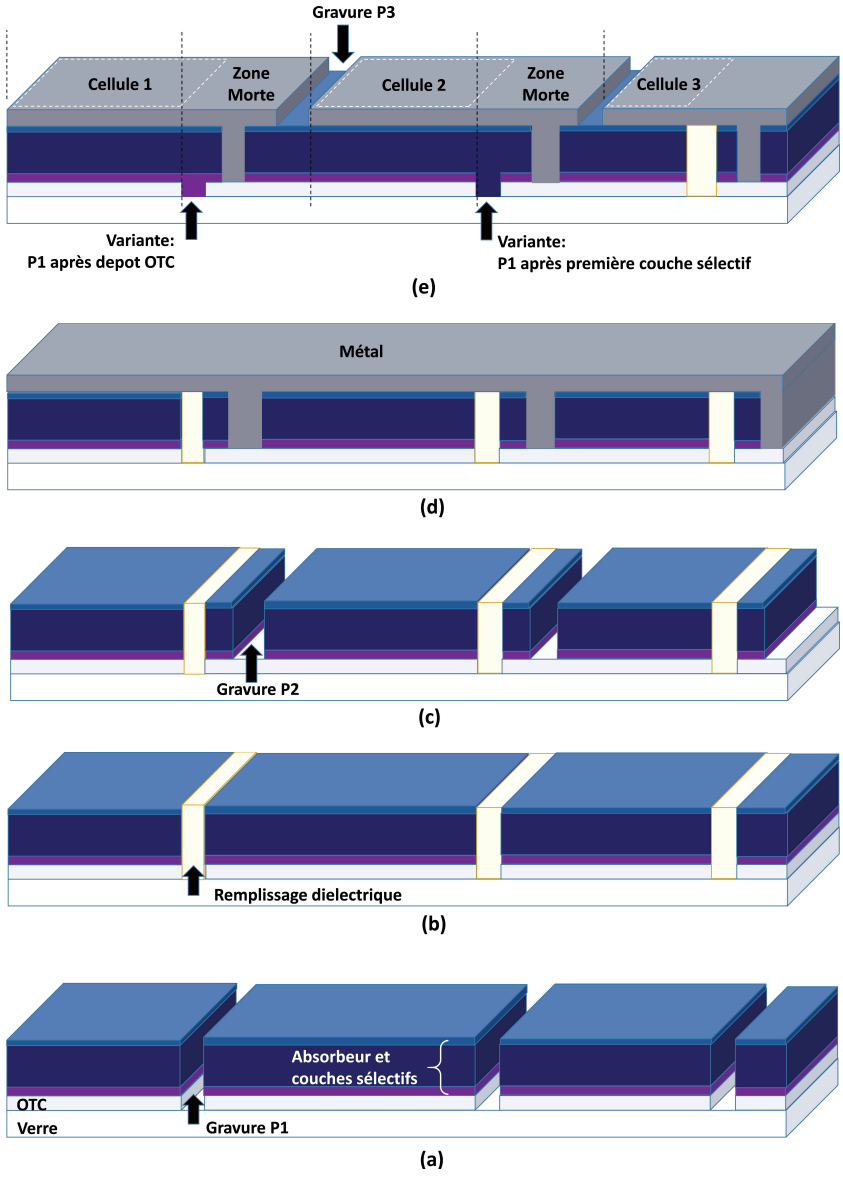


FIGURE 6.5. Étapes d'interconnexion d'un module en couches minces. (a) Gravure P1, pour créer les séparations dans le contact avant (l'OTC) et dans les couches semiconductrices. (b) Remplissage des rainures avec un isolant. (c) Gravure P2, pour ouvrir un accès au contact avant. (d) Dépôt du contact arrière métallique, qui fait contact avec l'électrode avant. (e) Gravure P3, pour diviser les plots métalliques. Dans cette étape, on montre les trois variations possibles qui sont utilisées : faire la gravure P1 directement après le dépôt de l'OTC, après le dépôt de la première couche dopée, ou après le dépôt de toutes les couches semiconductrices.

de la lumière entrée dans la cellule. Cette texturation micrométrique ne peut pas être imitée dans une couche mince, car il s'agit d'une épaisseur plus importante que le dispositif lui-même !

La solution est ici aussi apportée par les oxydes transparents conducteurs. Au lieu de réaliser des couches d'OTC lisses, on peut plutôt les fabriquer avec des surfaces rugueuses. Ces OTCs, avec des surfaces rugueuses sur quelques centaines de nanomètres, sont ensuite couverts des trois couches nécessaires pour un dispositif photovoltaïque, et d'un contact métallique arrière, avec les étapes de gravure aux moments nécessaires pour fabriquer un module.

Ayant résolu ces trois défis, il ne reste qu'à compléter les modules. La face avant est déjà en verre, donc une couche d'encapsulant arrière et un cadre métallique suffisent pour fermer le module et le protéger pour sa durée de vie. La figure 6.6 montre l'aspect très uniforme des modules en couches minces – on remarque que l'interconnexion intégrée n'est pas visible de loin. Le cadre peut être minimal, si l'aspect visuel est priorisé sur la robustesse.

FIGURE 6.6. Aspect des modules photovoltaïques en couche minces. Ces modules – chacun d'une taille de 2 m × 1,2 m mais avec un cadre minimaliste – sont fixés dans un champ (voir Chapitre 10). Crédit photo : FirstSolar.

Pour en savoir plus

Cours au Collège de France de Daniel Lincot (Chaire d'innovation technologique) : https://www.college-de-france.fr/chaire/daniel-lincot-innovation-technologique-liliane-bettencourt-chaire-annuelle

Une description détaillée (en plusieurs chapitres) des détails techniques de plusieurs méthodes de fabriquer les cellules PV en couche mince. A. Luque, S. Hegedus (Eds.) *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, John Wiley and Sons, 2003. DOI:10.1002/0470014008

Un autre description détaillée des détails techniques de plusieurs méthodes de fabriquer les cellules PV en couche mince, avec une perspective qui représentait l'ère du temps dans 'année de publication. J. Poortmans, V. Arkhipov (Eds.) *Thin Film Solar Cells: Fabrication, Characterization and Applications*, 2006

7

Excellente absorption optique, excellent transport électronique, coût élevé : les cellules épitaxiées

Une seconde stratégie envisagée pour concurrencer le silicium cristallin consiste à utiliser des matériaux d'excellente qualité optique *et* électronique, afin de maximiser le rendement énergétique des cellules, en espérant que le surplus d'énergie récupérée suffira à compenser le coût supplémentaire. Les matériaux à utiliser auront donc à la fois un gap optimal, une forte absorption optique (permettant l'utilisation des couches minces) et des bonnes mobilités électroniques (maximisant la collection des porteurs).

Il s'agit donc de produire des matériaux parfaitement cristallins, mais avec une architecture proche de celle des cellules solaires en film mince, car l'absorption se fera toujours sur des petites épaisseurs. Impossible cependant de former des lingots cristallins comme pour le c-Si : le sciage ne permettrait pas de faire des cellules suffisamment fines. Il faut donc recourir à un nouvel ensemble de techniques dites d'*épitaxie*, qui aboutissent à la croissance d'une couche parfaitement cristalline grâce à un substrat déjà cristallin.

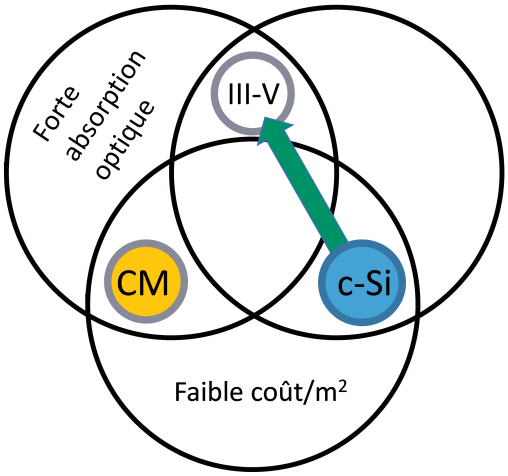


FIGURE 7.1. Diagramme de compromis. La stratégie en discussion dans ce chapitre consiste à utiliser les matériaux à forte absorption et excellent transport électronique, peu importe le coût par m^2. Ces propriétés décrivent bien les semi-conducteurs de type III-V qui font l'objet de ce chapitre.

Quels matériaux pour faire croître des couches parfaitement cristallines ?

Dans l'introduction de cette partie du livre, on a observé une règle permettant d'estimer quels assemblages d'atomes sont susceptibles de former un matériau semiconducteur. La famille de matériaux la plus développée pour la croissance épitaxiale (et qui montre les meilleures propriétés optoélectroniques) suit bien cette règle et est constituée d'alliages d'atomes du groupe III de la classification périodique en égales proportions avec des atomes du groupe V : on parle de matériaux III-V. Les éléments du groupe III les plus utilisées sont (par ordre d'importance) le gallium, l'aluminium, l'indium et le bore (Ga, Al, In, B). Pour le groupe V, c'est l'arsenic, le phosphore, l'azote, l'antimoine, et le bismuth (As, P, N, Sb, et Bi). Les alliages peuvent être formés de deux éléments (comme le GaAs) ou de plusieurs (AlGaAsP) et dans les proportions très variées. Il faut noter que ces éléments sont plus rares dans la croute terrestre que le silicium (similaire en pourcentage au plomb et au lithium, mais dans des gisements moins concentrés) et donc plus chers. Ils demandent aussi certaines contraintes élevées de sécurité, du fait de leur toxicité (c'est particulièrement vrai de l'arsenic).

7.1 L'épitaxie et les techniques de croissance épitaxiale

Le principe de l'épitaxie est de poursuivre l'organisation cristalline d'un substrat en projetant à sa surface un jet d'atomes, dans des conditions où ces atomes pourront se déplacer jusqu'à atteindre un site approprié. On peut imaginer lancer un à un des œufs (supposés incassables !) vers une plaque à œufs : chacun va occuper un site du réseau, puis former une deuxième couche dans les creux de la première, puis une troisième, etc. (Fig. 7.2).

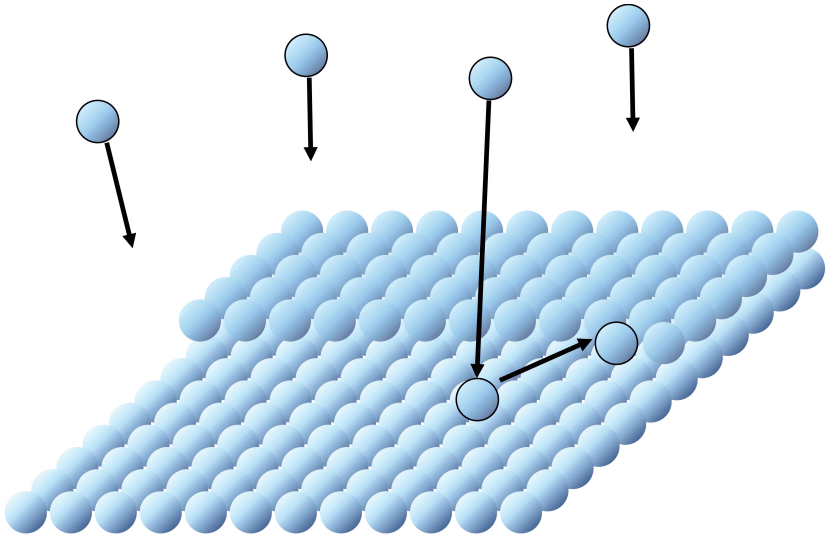


FIGURE 7.2. Représentation d'un procédé de croissance par épitaxie. Les atomes qui rejoignent la couche suivent la maille cristalline établie par la couche en dessous (ou du substrat). À la température élevée de croissance, les atomes peuvent se déplacer sur la surface jusqu'à trouver un bon endroit où s'accrocher, ce qui permet une croissance cristalline.

Le premier ingrédient de l'épitaxie est donc un substrat avec une surface cristalline. Or presque toute surface exposée à l'air s'oxyde rapidement, et recueille en plus une pellicule d'eau du fait de l'humidité ambiante. Pour que la couche qu'on dépose se trouve directement en contact avec la structure cristalline, il faut donc opérer dans des conditions particulièrement contrôlées.

Deux techniques sont souvent utilisées pour ce faire : le dépôt de précurseurs organométalliques par vapeur chimique (*Metalorganic Chemical Vapour Deposition*, **MOCVD**) et l'épitaxie par jets moléculaires (*Molecular Beam Epitaxy*, **MBE**), schématisés dans la figure 7.3. Dans les deux cas, le substrat est placé dans une chambre sous vide (dont presque tout l'air ambiant a été enlevé) et chauffé à une température élevée (plusieurs centaines de degrés). Ce chauffage sert d'abord

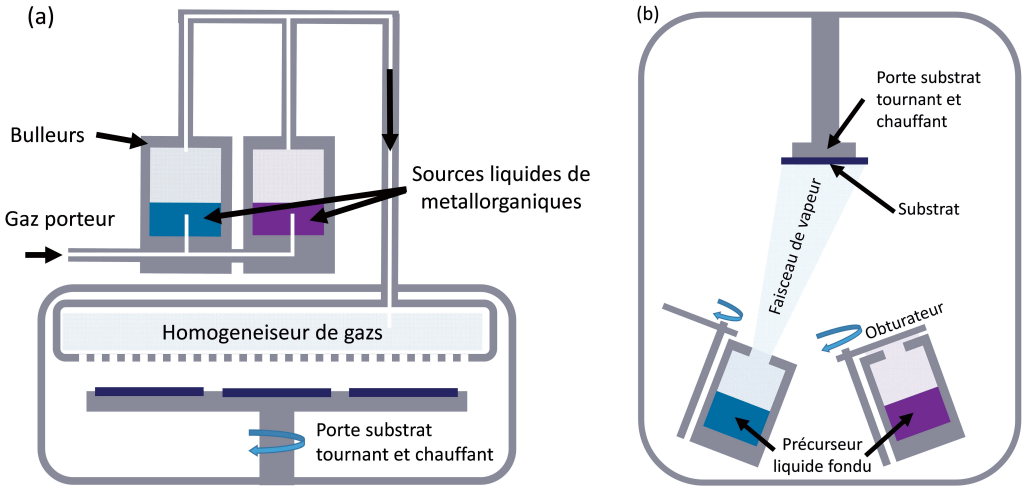


FIGURE 7.3. (a) Représentation d'un réacteur MOCVD, avec les sources de précurseurs liquides, amenés au substrat par un gaz porteur. (b) Schéma d'un réacteur MBE. Les sources qui fondent, vaporisent les précurseurs et produisent des faisceaux d'atomes s'appellent des cellules Knudsen.

à évaporer toute trace d'oxyde qui n'aurait pas été enlevée par un traitement chimique préliminaire, et à évacuer au maximum l'eau de la surface. Cette température est également suffisante pour décomposer en atomes individuels les molécules qui entrent en contact avec l'échantillon (dans le cas de la MOCVD), et facilite le déplacement des atomes à sa surface, dans leur recherche d'un site minimisant leur énergie.

Dans un procédé MOCVD, des molécules organiques qui contiennent l'élément désiré (et des groupes méthyles $-CH_3$) sont mélangées avec un gaz porteur inerte et envoyées vers le substrat. Pour reprendre l'image précédente, on ne lance pas des œufs, mais plutôt des œufs entourés par une feuille de salade ! Ces molécules sont décomposées à la surface du matériau, et les éléments désirés s'attachent à l'échantillon pour former une couche parfaite (et la « salade », les groupes méthyls, partent).

Dans un procédé MBE, on utilise comme source des métaux purs, qu'on chauffe à des températures suffisamment élevées pour les liquéfier dans des petits réservoirs (cellule de Knudsen). Une partie du liquide s'évapore, et un gaz d'atomes métalliques se forme dans la cellule. En ouvrant la cellule vers le substrat, on laisse s'échapper un flux d'atomes gazeux, qui vont se déposer sur la surface de l'échantillon.

Dans les deux cas, il est également possible de doper les matériaux en introduisant de faibles quantités d'atomes bien choisis pendant l'épitaxie, de façon

à incorporer les dopants sans modifier la structure cristalline. Et dans les deux cas, l'exigence de qualité du substrat et des sources atomiques, la lenteur du procédé de dépôt, la quantité de gaz porteur ultra-pur, et la taille limitée des surfaces traitées contribuent à augmenter le prix des matériaux épitaxiés.

Le matériau formé par épitaxie n'est pas nécessairement le même que celui qui compose le substrat. Selon l'image précédente, on peut imaginer remplir la plaque d'œuf avec d'autres objets de taille identique (des balles de ping pong, par exemple), mais pas avec des objets beaucoup plus petits, ni beaucoup plus gros. Pour réaliser une telle hétéroépitaxie, il suffit donc que le matériau et le substrat partagent le même paramètre de maille, à défaut d'avoir la même composition chimique.

On peut ainsi combiner plusieurs éléments pour former des alliages de structure cristalline commune, mais de propriétés opto-électroniques différentes. Dans le domaine du photovoltaïque, comme nous l'avons déjà mentionné, les éléments les plus utilisés sont ceux de la troisième colonne du tableau périodique (aluminium, gallium, indium) mélangés à ceux de la cinquième colonne (phosphore, arsenic, antimoine). Des alliages constitués de deux, trois ou quatre atomes donnent accès à un large spectre de propriétés (Fig. 7.4).

Pour former des cellules solaires avec cette palette de matériaux, on peut suivre l'exemple des cellules en couches minces du chapitre précédent, et faire croître une couche pour l'extraction des électrons excités, puis un absorbeur, puis une couche pour la réinjection des électrons de basse énergie, mais toujours en respectant le maintien du paramètre de maille. Un exemple d'un tel empilement est montré dans la figure 7.5. On identifie bien le substrat (n-GaAs) qui a donné la structure épitaxiale aux couches subséquentes. On constate que la couche d'insertion d'électrons est face au soleil (GaAs dopé « p »). On remarque aussi qu'une hétéroépitaxie a été utilisée pour la couche d'extractions d'électrons, AlGaAs dopé « n ». Les autres couches qui servent de contact et anti-reflet sont aussi présentées.

Finalement, on note que dans l'exemple de la figure 7.5, le substrat sert uniquement à donner le paramètre de maille permettant l'épitaxie et comme contact arrière – il ne sert ni à l'absorption optique, ni à la sélection des porteurs. Cela souligne un sujet de recherche toujours en cours – la réutilisation des substrats cristallins pour la croissance III-V ! Un concept idéal serait – après l'épitaxie – de détacher les cellules, de les déposer sur un support mécanique bas cout, et de réutiliser le substrat pour faire croître une nouvelle cellule. La preuve de concept de cette idée a été faite, y compris sur plusieurs cycles, dans des conditions bien contrôlées. Malheureusement, la réutilisation du substrat entraine la diminution de la qualité des couches (et donc des cellules) de cycle en cycle et, rapidement, le concept perd de son intérêt. Pour le moment, cette stratégie reste donc un

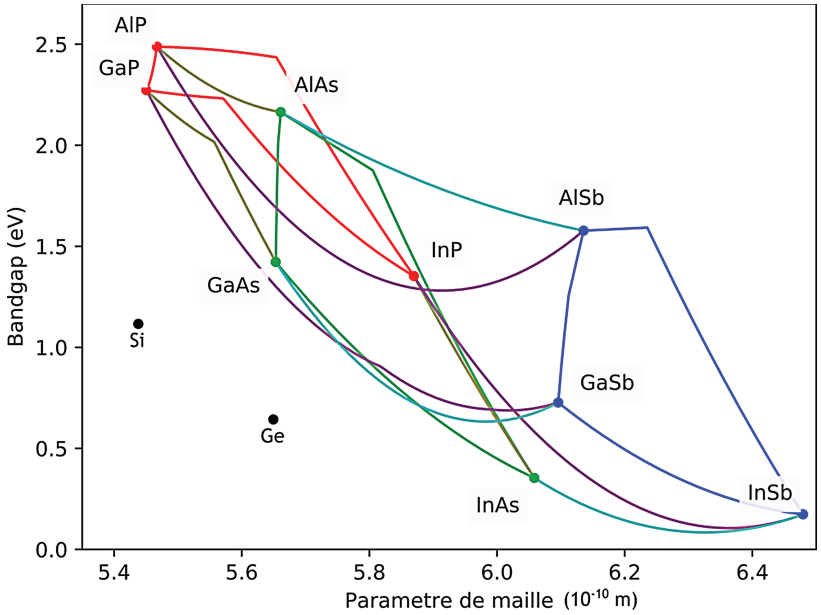


FIGURE 7.4. Diagramme de relation entre la bande d'énergie interdite et le paramètre de maille pour la famille III-V des semi-conducteurs. Certains membres du groupe IV (Si, Ge) sont aussi inclus. Figure réalisée avec Openbandparams.

concept de laboratoire de recherche avec un fort potentiel, mais encore sans application industrielle pour le PV.

Après tous les efforts et techniques présentés dans ce chapitre pour maximiser le rendement, les cellules issues de cette filière sont bien les dispositifs photovoltaïques présentant la plus haute efficacité (29,1 % pour une simple jonction en GaAs), proche de la limite maximale théorique (Fig. 3.7). Cependant, le gain en efficacité par rapport au silicium cristallin (26,8 %) n'est pas suffisant pour justifier la différence de coût entre les deux technologies.

Ce fait nous mène au vrai avantage des cellules III-V épitaxiées – ce n'est pas uniquement la qualité de **chaque** matériau qui compte, mais **l'énorme palette des matériaux de grande qualité** qui peuvent être produits. En particulier, cette palette de matériaux permet de superposer au sein de la même structure des cellules solaires de gaps différents, réalisant des multijonctions capables de dépasser la limite de Shockley Queisser imposée aux simples jonctions. Ce concept peut être porté très loin, et les dispositifs PV les plus efficaces ont souvent quatre ou même **six** jonctions de gap différents, atteignant des rendements records supérieurs à 46 %.

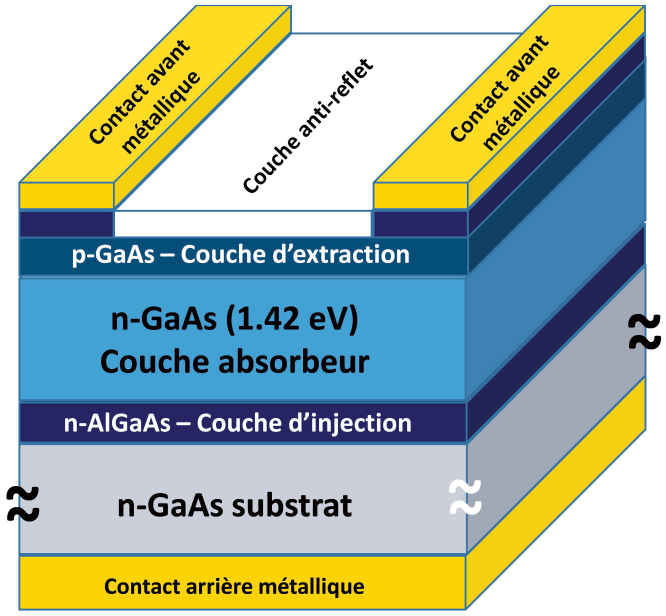


FIGURE 7.5. Représentation d'un empilement de couches de matériaux III-V épitaxiés, qui forment un cellule PV de bonne performance (29,1 %, Alta Devices, 2019).

7.2 Conclusion

Dans les trois chapitres précédents, trois grandes lignes technologiques utilisées pour fabriquer les cellules solaires ont été présentées, chacune avec les techniques utilisées pour les obtenir. Ce tour d'horizon est fait pour souligner les points clefs techniques qui président à la mise en œuvre de chaque filière ; mais les avantages et désavantages de chacun des trois choix ont été un peu simplifiés comparé à la réalité.

Finalement, l'analyse de choix concernant les matériaux et architectures d'un dispositif PV est à la fois plus simple et plus complexe. Elle est plus simple, car un seul facteur sera utilisé : le coût total d'un projet donné sur toute sa vie. Cependant, les spécificités de l'application vont drastiquement modifier ce calcul de cout. Un projet d'installation PV au sol, sur des kilomètres carrés de panneaux photovoltaïques va certainement faire le choix d'une technologie qui va optimiser l'équilibre entre cout, rendement, et durée de vie (aujourd'hui le choix prédominant reste le c-Si). En revanche, un projet sur un toit privé pour un bâtiment autonome va privilégier l'efficacité, à cause de la limite de surface considérée. Finalement, une cellule solaire placée sur un satellite va demander de prendre en compte le poids par kWh généré (ainsi que la durabilité

dans les conditions extrêmes de la vie en orbite) comme élément de calcul. La question des coûts sera discutée dans le chapitre 9 et le compromis entre coûts et rendements dans le chapitre 10.

Pour en savoir plus

La publication scientifique d'une cellule à 6 jonctions qui a détenu le record de rendement pendant longtemps. J.F. Geisz, R.M. France, K.L. Schulte, *et al.*, Six-junction III–V solar cells with 47.1% conversion efficiency under 143 Suns concentration. *Nat Energy* 5, 326-335 (2020)

La publication scientifique d'une cellule à 4 jonctions qui détient aujourd'hui le record de rendement. F. Dimroth *et al.*, Four-Junction Wafer-Bonded Concentrator Solar Cells, in *IEEE Journal of Photovoltaics* 6(1), 343-349, Jan. 2016, doi : 10.1109/JPHOTOV.2015.2501729

Description des techniques de fabrication des cellules III-V et leur application. J.M. Olson, D.J. Friedman, S. Kurtz, High-Efficiency III-V Multijunction Solar Cells, in *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, edited by A. Luque, S. Hegedus, Wiley, 2003, p. 359, DOI:10.1002/0470014008

PARTIE 3
Du laboratoire à l'industrie

© Institut Photovoltaïque d'Île-de-France (IPVF)

8

La vie d'un panneau photovoltaïque

Dans la partie précédente, on a décrit les étapes technologiques nécessaires pour fabriquer un panneau photovoltaïque. À sa sortie d'usine, un panneau [13] est caractérisé par sa puissance nominale, c'est-à-dire la puissance électrique qu'il fournit dans des conditions normalisées d'opération – à 25 °C, sous une illumination uniforme de 1 000 W/m² répartie selon le spectre standard. Nous allons discuter dans ce chapitre de la vie active d'un panneau installé, c'est à dire fixé sur un support et soumis aux conditions réelles de l'extérieur. On commencera par présenter l'effet des conditions environnementales sur l'opération du panneau et la différence entre la puissance nominale et le productible réel. On montrera ensuite les mécanismes de dégradation qui entraînent une perte progressive de rendement et limitent l'utilisation du panneau à une trentaine d'années. On évoquera enfin la fin de vie de l'installation et le recyclage des dispositifs.

8.1 Production en conditions réelles

Si un panneau produit une tension électrique dès qu'il est placé au Soleil, deux dispositifs électroniques, souvent combinés, sont nécessaires pour rendre sa puissance utilisable.

En premier lieu, un panneau solaire sous une illumination donnée est *a priori* susceptible de fonctionner sur toute une gamme de tension et de courant. Il peut produire une tension forte sans débiter de courant (circuit ouvert), générer un courant important à tension nulle (court-circuit), ou opérer quelque part

[13] Dans cette partie, on considérera par défaut des panneaux en silicium cristallin, représentant 95 % des panneaux déployés dans le monde.

entre ces deux extrêmes (Fig. 3.6). Pour obtenir une puissance maximale, il faut amener le panneau au point de fonctionnement correspondant. C'est l'objet du dispositif de suivi du point maximum de puissance (*Maximum Power Point Tracker*, **MPPT**), un circuit électronique qui présente aux bornes du panneau une charge virtuelle optimisée en permanence pour que le panneau reste à son point de puissance maximale. Ces circuits MPPT sont bien développés et robustes et fonctionnent avec une efficacité de 97 % dans les conditions typiques.

La deuxième contrainte à considérer est la connexion au réseau électrique. Un panneau solaire produit une tension et un courant continu (DC), tandis que le réseau électrique est alternatif, avec une fréquence de 50 Hz. Il faut donc utiliser un second circuit après le MPPT : un onduleur (*inverter*), qui va moduler la tension et le courant produits par le panneau pour les rendre synchrones avec le réseau et ajuster le niveau de tension pour permettre l'injection de la puissance électrique. Ces circuits sont également des technologies matures et ont des efficacités très élevées, de l'ordre de 97-99 %.

On peut à présent considérer le panneau en mesure de produire de l'électricité utilisable par le réseau. Cependant, l'environnement ne va pas lui fournir en permanence les conditions promises sur sa notice – 1 kW/m^2 et 25 °C ! D'abord, dans les conditions d'ensoleillement typiques d'été, la température du panneau peut monter significativement, de l'ordre de 20 °C au-dessus de la température ambiante (voire plus en l'absence de vent). Or le rendement énergétique d'un panneau diminue avec la température. Les constructeurs quantifient cet effet par un « coefficient de température », typiquement entre –0,26 %/°C à –0,41 %/°C. Ainsi[14], un panneau de 350 W de puissance nominale avec un coefficient de température de –0,35%/°C opérant à 45 °C ne va produire que 325 W sous une illumination de 1 000 W/m². Les panneaux solaires sont donc bien affectés par des températures ambiantes élevées, même si l'effet est le plus souvent limité car ces températures sont le plus souvent dues à des ensoleillements intenses, qui compensent la légère diminution du rendement.

Au quotidien, la différence entre puissance nominale et puissance réellement produite vient principalement de l'écart entre l'éclairement standard et l'éclairement réel – en bonne approximation, la puissance électrique diminue proportionnellement à la puissance lumineuse. Outre les nuages, l'éclairement dépend de la course du Soleil dans le ciel. Lorsque le Soleil n'est pas au Zenith, deux effets contribuent à diminuer la puissance lumineuse reçue par le panneau. Le premier est optique : quand le Soleil est plus proche de l'horizon, sa lumière doit parcourir une épaisseur d'atmosphère plus importante pour atteindre le sol et une fraction plus importante de son intensité est dissipée par diffusion et

[14] 350 W (100 – 0,35 × 20)/100 = 325 W

absorption. Le second est géométrique : si le panneau est orienté vers le Soleil de midi, il n'est *a priori* pas tourné vers le Soleil le reste de la journée, ce qui réduit la surface effectivement exposée (voir chapitre 1). Sur un temps plus long, la question de l'orientation des panneaux se pose également entre l'été et l'hiver. Cet effet peut être compensé en installant les panneaux sur des structures mobiles, capables de pivoter sur un ou deux axes pour suivre le Soleil (*tracker*). Cette solution peut élargir la plage horaire de production journalière (Fig. 8.1) et augmenter sensiblement la production annuelle du panneau (de l'ordre de 15 %). Elle induit cependant un surcoût à l'installation et ajoute au système des pièces mobiles (axes, moteurs…) dont l'entretien mécanique peut s'avérer problématique.

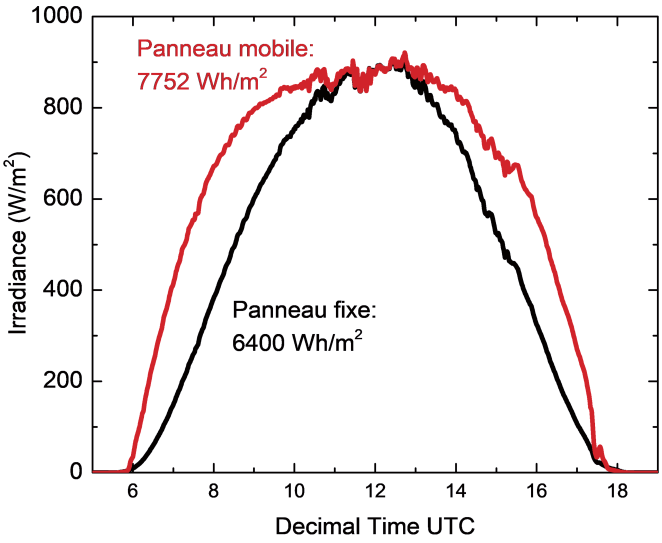


FIGURE 8.1. Production énergétique pour un panneau mobile monté sur un suiveur, comparée à la production d'un panneau fixe installé au même endroit. Le suivi permet d'obtenir un gain énergétique de 21 % sur cette journée.

Une situation courante, mais potentiellement problématique, vient d'un éclairement non uniforme – sous l'effet par exemple d'une ombre (arbre, bâtiment, autre panneau…) projetée sur une partie des cellules solaires (Fig. 8.2), ou de salissures (poussière, sable, déjections d'oiseaux…) déposées à la surface du panneau. Les effets de cet ombrage sont plus importants que la simple diminution de l'intensité lumineuse atteignant le panneau. Comme on l'a vu dans le chapitre 5, les cellules d'un panneau sont connectées en série, donc le même courant électrique les traverse toutes. Si une seule cellule est incapable de produire un courant élevé à cause de l'ombre projetée sur elle, elle impose à l'ensemble

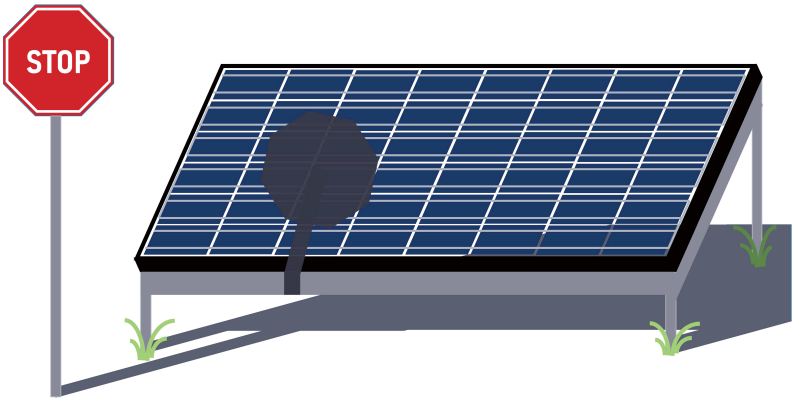


FIGURE 8.2. Évènement d'ombrage pour un panneau installé trop près d'un objet fixe.

du panneau de fonctionner à courant réduit – et les électrons générés dans les autres cellules vont recombiner plutôt que de contribuer au courant électrique de l'ensemble.

Heureusement, une solution technique existe : dans un panneau photovoltaïque moderne, des diodes dites de *bypass* sont intégrées pour éviter tout embouteillage de courant. En opération normale, ces diodes sont complètement passives, mais en cas d'ombrage partiel, elles laissent passer le courant en contournant les cellules affectées. Ainsi, même si elles ne contribuent plus à la puissance électrique, les cellules ombragées ne bloquent pas le bon fonctionnement des autres cellules.

Le nombre de diodes de bypass et leur position peut varier selon le fabriquant et l'ancienneté du panneau. Augmenter le nombre de diodes réduit l'effet d'un ombrage partiel : à la limite, avec une diode par cellule, seules les cellules ombragées seraient déconnectées. Multiplier les diodes augmente cependant le risque de panne. Dans la pratique, les diodes de bypass sont souvent installées sur des paires de rangées d'une douzaine de cellules. Dans un panneau avec des cellules *half-cut* (voir chapitre 4), qui fonctionne en pratique comme deux demi-panneaux en parallèle, les diodes sont partagées entre les deux demi-panneaux, afin de réduire encore plus l'impact d'un ombrage partiel.

8.2 Dégradation d'un panneau photovoltaïque

Même s'ils sont correctement construits et bien installés, l'environnement et le service de longue durée demandé à un panneau photovoltaïque vont

engendrer une dégradation de son rendement au fil des années. Au bout d'une trentaine (ou quarantaine) d'années, les performances peuvent être réduites de façon significative – passant typiquement de 20 à 15 % de rendement – ce qui peut motiver le remplacement de l'installation. La durée de vie est un élément fondamental pour estimer la durabilité de la filière et réaliser une analyse en cycle de vie. Nous allons donc présenter les origines et les mécanismes de ces dégradations qui, à l'inverse des effets évoqués dans la section précédente, vont modifier le panneau d'une manière souvent lente mais irréversible. Les origines de ces dégradations (représentées dans la Fig. 8.3) sont multiples et leurs interactions peuvent être très complexes.

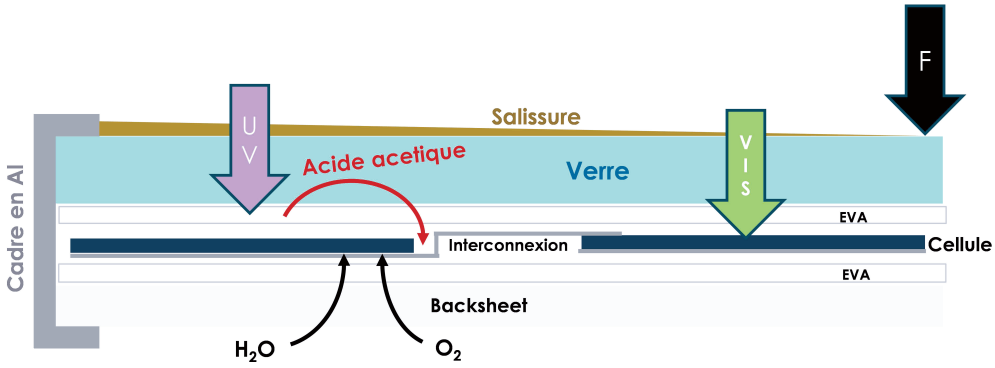


FIGURE 8.3. Présentation des multiples sources de dégradation d'un panneau solaire. Ces phénomènes comprennent la salissure, les contraintes ou forces mécaniques extérieures (flèche noire indiqué F, souvent le vent), les fluctuations de température, l'irradiation par les photons UV et visibles (flèches en violet et vert), l'émission d'acide acétique par l'encapsulant (EVA), et l'infiltration de l'eau et de l'oxygène.

Création et propagation de micro-fissures – Pendant l'installation d'un panneau, sa fixation à un cadre de support peut induire des contraintes sur le cadre métallique du panneau et sur le verre. Par exemple, un panneau parfaitement plat qui est fixé à un cadre légèrement tordu subira une force de torsion, qui sera transmise aux composants internes du panneau. Or les cellules solaires sont relativement fragiles et fines (180 µm, avec une résistance similaire à la croûte d'une crème brûlée). Par conséquent, une contrainte mécanique, qu'elle soit permanente ou transitoire au moment de l'installation, exacerbée par les dilatations et contractions thermiques, peut facilement induire la création et propagation de fissures dans le silicium.

Ces fissures auront deux conséquences négatives. En premier lieu, l'endommagement du réseau cristallin facilite la recombinaison des électrons, diminuant leur temps de vie dans la bande de conduction et réduisant ainsi les chances de les extraire de l'absorbeur. Dans ce cas, il y aura un effet local sur le rendement

énergétique de cette partie de la cellule. Dans les cas plus sévères, des portions entières d'un wafer peuvent se retrouver électriquement isolées du reste du panneau ! Elles forment des zones mortes pour la production photovoltaïque et vont limiter le passage du courant dans toutes les cellules connectées en série à cette zone, comme dans une situation d'ombrage (Fig. 8.4, gauche).

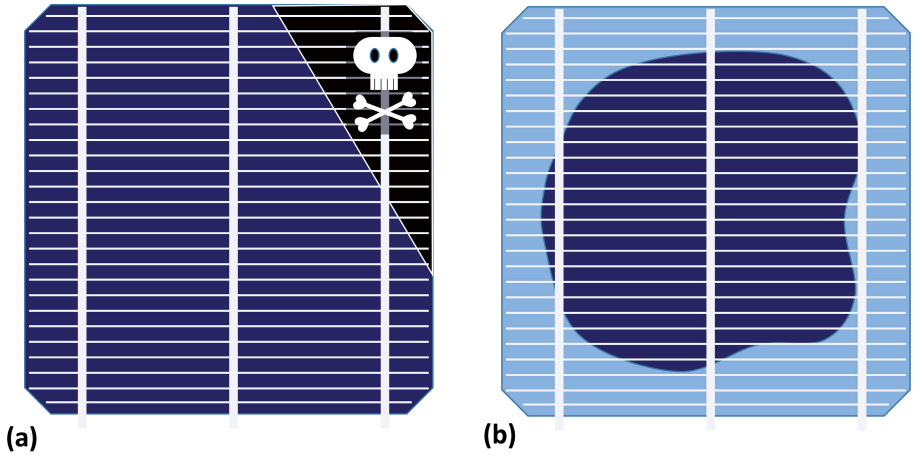


FIGURE 8.4. Effets de (a) fissures, avec une zone morte et (b) délamination (décollement), avec un périmètre de plus grande réflectivité.

Une solution pour atténuer cet effet est d'utiliser des cellules coupées en deux (*half-cut*) : en raison de leur plus petite taille, elles sont moins sensibles aux contraintes mécaniques et donc moins susceptibles de développer des fissures.

Délamination entre les couches – En plus des contraintes physiques à l'installation, les fluctuations de température d'un panneau vont induire des dilatations et contractions des multiples couches de matériaux qui les composent (silicium, plastique, verre, métal…). Or ces matériaux ont des coefficients de dilatation thermique très différents et les variations de température induisent donc des contraintes mécaniques qui risquent de créer des espaces entre les différentes couches.

Si le contact entre les matériaux n'est pas parfait, la performance du panneau peut diminuer pour de nombreuses raisons. Par exemple, une délamination entre le plastique d'encapsulation (éthylène-acétate de vinyle, EVA) et la face avant de la cellule donnera lieu à une réflexion de lumière avant sa pénétration dans la cellule (Fig. 8.4, droite). Un délamination sur la face arrière du wafer empêche l'encapsulant de jouer son rôle de protection et laisse des espèces chimiques (eau, oxygène) accéder à des interfaces sensibles, comme les connexions (cellules-fils) et interconnexions (fils-fils) électriques.

Détérioration de l'encapsulation – Le rayonnement ultraviolet du spectre solaire peut avoir des effets très néfastes sur les panneaux. Ces photons sont très énergétiques et peuvent donc induire des changements chimiques dans les matériaux qui les absorbent. C'est en particulier le cas pour la couche d'encapsulation présente entre les cellules de Si et le verre. Prévue pour être transparente sur l'ensemble du spectre solaire, elle absorbe néanmoins une partie de la lumière UV, souvent par conception pour protéger les cellules. Ces photons induisent des réactions chimiques au sein de l'EVA, qui conduisent à une modification de son absorption optique (jaunissement), réduisant sa transparence et par conséquent la puissance lumineuse atteignant les cellules. De plus, les produits de cette réaction contiennent notamment de l'acide acétique. Piégé à l'intérieur du module, cet acide peut attaquer les connexions et interconnexions métalliques ainsi que les interfaces entre les wafers et l'EVA, entraînant un risque de délamination.

Dégradation des jonctions électriques – Les connexions électriques au sein du module sont des endroits très sensibles, car ce sont des jonctions entre deux matériaux différents (métal et silicium, ou soudure entre deux métaux) par lesquelles doit passer un important courant électrique continu (plusieurs dizaines d'ampères) pendant plusieurs heures par jour. En plus de la présence de l'acide acétique, ces zones sont particulièrement sensibles à deux autres réactifs chimiques – l'eau et oxygène – qui peuvent pénétrer au cœur du panneau si l'encapsulation n'est pas (ou plus) parfaite. La synergie diabolique entre un courant électrique, la présence de l'eau et une connexion imparfaite entre deux surfaces métalliques va induire une modification du contact électrique (oxydation), réduisant sa conductivité et accélérant la réaction de dégradation. Ici aussi, des wafers *half-cut* offrent une solution en réduisant le courant qui circule dans un panneau par un facteur deux – ralentissant les réactions d'oxydation des jonctions, en plus de réduire les pertes ohmiques.

Dégradation induite par la lumière (*Light Induced Degradation*, LID, et *Light and Elevated Temperature Induced Degradation*, LETID) – Un des mécanismes de dégradation les plus subtils – ironiquement – est lié au bon fonctionnement d'une cellule solaire : l'absorption des photons visibles au cœur de la couche absorbante d'une cellule solaire. Les ondes électromagnétiques qui composent la gamme visible et infrarouge du spectre solaire sont bien sur les bienvenues dans un dispositif PV, car elles sont à l'origine de la puissance électrique générée par le dispositif. Malheureusement, leur absorption provoque également un autre effet dans le silicium. Une très petite fraction de l'énergie fournie par les photons peut être utilisée par les atomes de dopage et les contaminations présentes dans le wafer pour se réorganiser à l'échelle atomique. Cette réorganisation peut donner lieu à une désactivation des atomes dopants dans le silicium,

par la formation de complexes. Spécifiquement, les atomes de bore vont former des liaisons avec l'oxygène qui vont « désactiver » le bore, le rendant électriquement passif et le transformant en plus en site de recombinaison.

La solution pratique consiste à enlever l'une des deux sources du problème : soit l'oxygène, soit le bore. La quantité d'oxygène présent dans le silicium est déterminée lors de la purification de la matière première et de la formation des wafers. Le bore peut être remplacé par du galium comme dopant – une perspective très prometteuse pour l'industrie.

Dégradation induite par un potentiel électrique (*Potential Induced Degradation*, PID) – La tension électrique produite par les cellules solaires n'existe pas uniquement entre les deux fils qui sortent du panneau. Le cadre métallique du module étant relié à la terre pour des raisons de sécurité, il existe une importante différence de potentiel entre lui et les cellules – et par extension, avec l'ensemble de la face avant du module reliée au cadre par une pellicule d'eau et de poussière légèrement conductrice (Fig. 8.5). De plus, si les panneaux sont mis en série, cette tension peut atteindre des centaines ou même un millier de volts entre les cellules et les couches environnantes. Cette différence de potentiel peut causer une migration des ions positifs du verre vers les cellules. Ces ions – surtout le sodium – sont susceptibles d'offrir aux électrons photogénérés des moyens pour retourner dans la bande de valence sans quitter la cellule (résistance de shunt), causant une réduction importante du rendement du panneau. Cet effet est de plus accéléré par l'acide acétique produit par la dégradation de l'EVA, dans une démonstration d'une interaction entre les mécanismes de dégradation qui augment leur complexité.

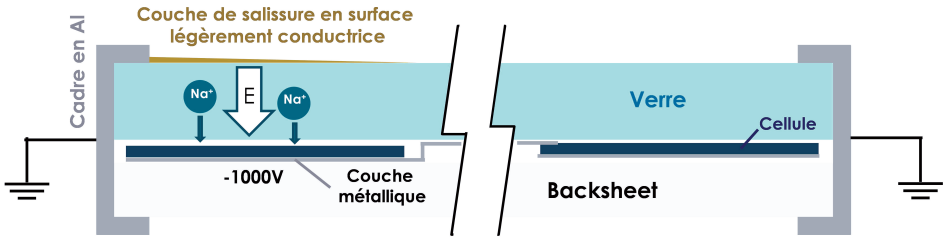


FIGURE 8.5. Origine du phénomène de *Potential Induced Degradation* (PID). La couche de salissure à la surface est suffisamment conductrice pour relier la face avant du panneau à la terre via le cadre en aluminium. Quelques millimètres en dessous, les cellules au sein du panneau sont connectées en série entre tous les panneaux et donc peuvent présenter les tensions élevées (–1 000 V). Le verre est pris dans cette différence de potentiel, et le champ électrique fort peut induire le mouvement des ions de Na^+ vers les cellules.

L'ensemble de ces mécanismes entraîne une dégradation progressive du rendement du panneau, à un rythme qui dépend des conditions environnementales dans lesquelles le panneau est placé et la qualité de son encapsulation. Dans la pratique, la perte de rendement est en général la plus importante la première année (typiquement entre –1 et –3 % de la puissance nominale) et plus lente les années suivantes (typiquement –0,3 à –0,7 %/an). Ainsi, un panneau à 22 % de rendement en sortie d'usine risque de tomber à 21,3 % de rendement au bout d'un an et 17 % de rendement 20 ans plus tard.

Ces valeurs de dégradations sont le plus souvent garanties par le constructeur, qui s'engage à dédommager l'acheteur d'un panneau qui se dégraderait plus vite que prévu. Le standard en 2022 est de garantir 80 à 84 % de la performance initiale à 25 ans. Quelques fournisseurs « haut gamme » garantissent jusqu'à 88-92 %, ou proposent des garanties de performance jusqu'à 40 années d'opération. Les produits photovoltaïques sont faits pour durer et peuvent continuer de fonctionner bien après la durée de vie garantie.

En plus de cette garantie de performance, les constructeurs fournissent une couverture contre les fautes de construction qui engendrent des pannes et pas seulement une lente dégradation. Ces « garanties de produits » s'appliquent parfois sur des durées plus courtes que la garantie de performance (typiquement une dizaine d'année), mais les fabricants haut de gamme couvrent les 25 ans de durée de vie du panneau. Ces garanties de performance et de produit sont des facteurs importants (en plus du rendement initial) pour déterminer quel est le meilleur panneau pour un projet donné.

8.3 Fin de vie et recyclage

Après ses 25 ou 40 ans d'opération, ou après une panne catastrophique (rare), le panneau est retiré de l'installation et devient un déchet à traiter. Un panneau de 400 W pesant environ 20 kg, ce sont environ 50 000 tonnes de panneaux qui devront être gérés pour chaque gigawatt installé. Avec une croissance exponentielle du déploiement du photovoltaïque depuis les années 2000 et un décalage de quelques décennies entre l'installation et le démantèlement des panneaux, on commence tout juste à percevoir l'augmentation des volumes à traiter. D'ici 2050, plusieurs milliards de tonnes de panneaux arriveront en fin de vie chaque année et leur gestion exige de l'anticipation (Fig. 8.6). Dans un premier temps, il s'agit de réduire la quantité de matière nécessaire pour produire une quantité donnée d'énergie. Depuis les années 80, cette quantité a été divisée par 3 et on peut encore espérer gagner de l'ordre de 20 % d'ici 2050. Dans un second temps,

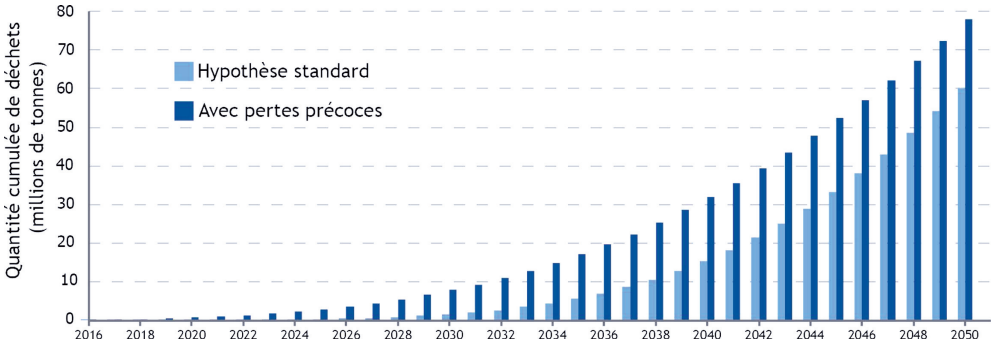


FIGURE 8.6. Prévision des volumes de déchets photovoltaïques. L'hypothèse standard correspond à une durée de vie moyenne des panneaux de 30 ans, avec une mise au rebut systématique à 40 ans. Les pertes précoces incluent 0,5 % de pertes lors du transport et de l'installation, 0,5 % de pertes supplémentaires dans les 2 premières années (mauvaise installation), 2 % après 10 ans et 4 % après 15 ans (problème technique). Source : IRENA 2016.

il s'agit d'allonger la durée de vie des panneaux, en réduisant leur dégradation, en réparant les éventuelles pannes et en utilisant des panneaux en fin de vie pour des applications peu exigeantes (une filière développée par ENVIE en France). Dans un troisième temps enfin, il s'agit de recycler les matériaux constituant les panneaux.

En 2014, le gouvernement français a établi une loi qui donne l'obligation aux producteurs de panneaux de les recycler une fois arrivés en fin de vie, comme pour les autres dispositifs électroniques (DEEE). Cette loi a incité les acteurs du domaine à développer une filière de recyclage, nommé PV CYCLE France (par analogie avec les entités de PV CYCLE dans d'autres pays européens) et puis renommée SOREN en 2021. Cette société (à but non lucratif) se charge de la collecte des panneaux, de leur démantèlement et de la valorisation des matériaux. D'autres entreprises commencent également à se saisir de la question – par exemple, ROSI Solar cible aussi le recyclage des pertes pendant la fabrication de wafers (les dégâts du sciage et les wafers cassés/hors spécifications).

Pour considérer le recyclage d'un panneau photovoltaïque, il faut d'abord réfléchir à sa composition (voir chapitre 9). En termes de masse (Fig. 8.7), un panneau photovoltaïque est composé principalement de verre (75 %), du cadre en aluminium (9 %) et de plastique pour le *back-sheet*, l'encapsulant et la boite de jonction (12 %). Les deux premiers sont recyclables à presque 100 %, le troisième est en général brûlé comme source d'énergie. Ainsi, on dit que la majorité d'un panneau solaire est recyclable, sans avoir évoqué le destin des cellules photovoltaïques elles-mêmes !

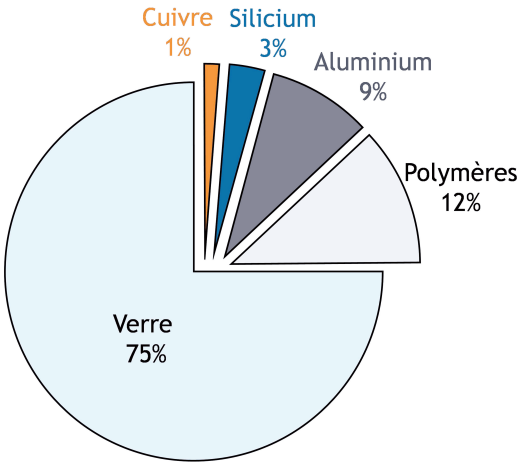


FIGURE 8.7. Répartition (en masse) des matériaux à traiter à la fin de vie d'un module. Polymères : EVA + backseet + boite de jonction.

En effet, si les cellules forment la partie « active » du panneau, celle qui produit effectivement de l'énergie, elles ne représentent qu'une très petite fraction du poids. À l'heure actuelle, les cellules sont en général broyées et le silicium, mélangé avec des impuretés, est utilisé pour des applications moins technologiques – voire comme remblais dans le BTP. On parle de *downcycling*, plutôt que de *recycling*. Compte tenu des efforts mis dans leur création, ces cellules concentrent pourtant la majorité de la valeur du dispositif et l'augmentation des quantités de cellules en fin de vie encourage le développement de stratégies de recyclage (mine urbaine). Ainsi, la preuve de principe d'une cellule de bon rendement réalisée entièrement à partir de silicium recyclé a été réalisée à l'été 2022.

Le recyclage de panneaux photovoltaïques a un coût économique et énergétique. Une estimation récente évalue le coût net du recyclage d'un panneau à environ 30 euros (après avoir soustrait la valeur des matériaux récupérés), ce qui représente 20-50 % de son prix de vente initiale. C'est un chiffre élevé, qui va baisser avec le temps, mais les acteurs de l'écosystème photovoltaïque ont deux cartes à jouer : une croissance exponentielle et une longue durée de vie. Une petite surcharge (~0,50 euro par module) sur les panneaux vendus **aujourd'hui** (~260 GW installés dans le monde en 2022, soit plus de 500 millions de panneaux) couvre largement le coût de recyclage des panneaux installés **il y a 25 ans** (126 MW seulement, soit 2 000 fois moins). Tant que la croissance annuelle des installations PV continue d'être exponentielle, on peut utiliser cette période de grâce pour construire une industrie de recyclage de taille suffisante, avec les

procédés et positionnements géographiques efficaces et donc de coût plus raisonnable.

8.4 Conclusion

La durée de vie des panneaux photovoltaïques bien construits est une réussite d'ingénierie impressionnante. La rentabilité de l'énergie PV dépendant d'une production d'énergie sur une longue durée et cette longévité est cruciale pour le secteur.

Les causes et mécanismes de la dégradation pour les panneaux en c-Si sont essentiellement connus. Pour certaines technologies moins répandues (CdTe), les connaissances sont moins complètes, mais suffisamment analogues pour qu'il soit possible d'extrapoler. En revanche, pour les technologies qui sortent tout juste du laboratoire (*e.g.* les pérovskites), il faut garder une perspective très prudente sur leur fiabilité à long terme. Des résultats très intéressants dans un environnement contrôlé peuvent rapidement devenir inapplicables dans la nature.

La fin de vie des panneaux représente un tout autre défi. Ces dispositifs complexes et bien pensés deviennent alors un empilement de matériaux qui doivent être dissociés, divisés et réutilisés (ou brûlés). Cette étape de fin de vie reste chère, mais elle est indispensable pour rendre l'économie du photovoltaïque plus circulaire.

La croissance exponentielle de la filière photovoltaïque présente à la fois un défi – car les panneaux doivent être recyclés en fin de vie – mais aussi une opportunité, car des petites sommes par panneau vendu aujourd'hui peuvent facilement payer le recyclage des panneaux d'il y a 25 ans, en fin de vie.

Clairement, il reste quelques opportunités pour l'amélioration du recyclage des panneaux photovoltaïque en fin de vie :

- globalement, le coût de recyclage d'un panneau (~30 euros) doit encore diminuer pour ne plus être une fraction important de son coût ;
- le recyclage du silicium pour bénéficier du coût énergétique de sa production est un sujet important qui peut contribuer à réduire ce coût de recyclage ;
- la séparation des matériaux utilise souvent des produits chimiques très agressifs et toxiques – des méthodes moins toxiques seront à mettre au point ;
- le fait qu'à l'heure actuelle la meilleure utilisation des plastiques soit de les brûler est un constat décourageant. Une réutilisation plus astucieuse de ces matériaux incroyables semble être possible, ou même le développement des options « bio-sourcés » pour les remplacer.

Finalement, ces opportunités existent uniquement si un panneau entre bien dans la voie de recyclage. Un panneau installé dans un pays sans programme de recyclage obligatoire (ou un marché développé de seconde vie) se verra jeté dans un centre d'enfouissement de déchets. Avec la croissance exponentielle du marché photovoltaïque, c'est clairement une finalité à éviter.

Pour en savoir plus

Une présentation assez exhaustive des mécanismes de dégradation des panneaux photovoltaïques. M. Aghaei, A. Fairbrother, A. Gok, S. Ahmad, S. Kazim, K. Lobato, G. Oreski, A. Reinders, J. Schmitz, M. Theelen, P. Yilmaz, J. Kettle, Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 159, 112160 (2022). DOI : 10.1016/j.rser.2022.112160

Rapport conjoint de l'IRENA (International Renewable Energy Agency) et l'IEA PVPS (International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme) sur la fin de vie des panneaux. "End-of-Life Management : Solar Photovoltaic Panels" 2016 IRENA and IEA-PVPS

Une évaluation d'impact des décisions politiques sur le recyclage du PV. J. Walzberg, A. Carpenter, G.A. Heath, Role of the social factors in success of solar photovoltaic reuse and recycle programmes, *Nat Energy* 6, 913-924 (2021). https://doi.org/10.1038/s41560-021-00888-5

9

Coûts économiques et écologiques du photovoltaïque

Contrairement aux machines thermiques, les panneaux solaires ne nécessitent pas de carburant et peuvent fonctionner pendant des décennies en ne recevant que la lumière du Soleil. Mais si le Soleil brille pour tous, la production d'électricité photovoltaïque, comme toute conversion d'énergie, n'est jamais gratuite. Elle demande un investissement **financier** qui a été pendant trop longtemps le seul indicateur utilisé pour guider les décisions. La production d'électricité exige également un investissement **énergétique**, qui mérite d'être étudié séparément car il constitue une estimation physique du potentiel de la technologie : si un panneau s'avère coûter plus d'énergie à fabriquer qu'il n'en produit pendant sa durée de vie, il ne peut certainement pas constituer une source d'énergie primaire. Enfin, la production d'électricité engendre un coût **environnemental** qui inclut notamment la contribution au réchauffement climatique, la pollution de l'air, de l'eau et des sols et la consommation de ressources non renouvelables.

L'évaluation de ces coûts et de leur évolution au cours du temps est au cœur de la réflexion sur la place de l'électricité solaire dans le système énergétique. On a vu dans le chapitre introductif la façon dont la réduction du coût économique de production des panneaux a entraîné la dynamique du secteur, et déterminé les choix industriels. Guidée par ce seul critère, l'évolution de la filière est certes parvenue à atteindre une maturité technologique impressionnante, mais au prix de la suprématie d'une unique filière de production (silicium cristallin chinois). À l'avenir, il faut espérer que les enjeux sociaux et environnementaux soient également pris en considération de façon plus systématique, pour s'assurer que le

développement du photovoltaïque ne se fasse pas au détriment de la soutenabilité.

Au-delà des chiffres qui seront présentés dans ce chapitre, il faut insister sur plusieurs points de vigilance qui doivent être explicités dans toute discussion concernant les coûts.

En premier lieu, il est fondamental de bien définir le périmètre de calcul dans lequel les coûts sont estimés. C'est la première étape de toute analyse en cycle de vie. Parle-t-on du coût lié à la seule fabrication des panneaux ? Ou de celui nécessaire pour installer un système complet, le faire fonctionner plusieurs décennies puis gérer son démantèlement ? Parle-t-on du coût pour produire un kilowattheure dans le système existant (coût marginal) ? Ou de celui nécessaire pour assurer à la production la même qualité de service qu'une source thermique, quitte à inclure un stockage ? Par défaut [15], le périmètre considéré dans ce chapitre sera celui d'un panneau installé, incluant l'ensemble des étapes de fabrication décrites dans le chapitre 5, ainsi que les coûts nécessaires à rendre le panneau pleinement opérationnel (infrastructures, électronique, connectique, rassemblés sous l'acronyme BoS pour *Balance of System*). L'intégration au réseau et la fin de vie des panneaux sont abordées dans les chapitres 10 et 8 respectivement, mais ne seront pas analysées ici. On résume dans le tableau 9.1 les principaux indicateurs discutés dans ce chapitre, leurs périmètres de calculer et le domaine d'application.

Une seconde difficulté vient de ce que les valeurs rapportées dans la littérature sont susceptibles de varier largement, notamment parce que la production solaire dépend fortement du lieu d'installation et des conditions de fonctionnement des panneaux. D'autre part, il existe de très nombreuses technologies solaires, chacune avec ses spécificités et ses valeurs caractéristiques. Il est important de bien identifier l'objet étudié pour s'assurer de comparer des choses comparables. Compte tenu de sa place prépondérante, on ne considérera dans ce chapitre que la technologie silicium cristallin.

Enfin, la rapidité d'évolution du secteur exige de tenir les chiffres régulièrement à jour. Les analyses qui s'appuient sur des données vieilles d'une dizaine d'années sous estiment systématiquement et significativement les performances du solaire photovoltaïque. On donnera ici des valeurs estimées entre 2020 et 2022.

[15] Pour plus de détails sur la méthodologie de l'analyse en cycle de vie, on pourra se référer à la norme ISO 14040.

TABLEAU 9.1. Résumé des principaux indicateurs et de leur domaine d'application. On considère ici des analyses restreintes à la seule production photovoltaïque, sans inclure de moyens de stockage, ou des modifications du réseau électrique. Ces autres éléments sont indispensables pour évaluer les coûts et impacts du système complet, mais ils dépendent de la stratégie retenue pour l'intégration du solaire dans le mix électrique. Restreindre le périmètre ne donne pas une vision complète, mais permet de caractériser la production PV de façon intrinsèque, indépendamment de l'usage qui en sera fait.

Indicateur	Unité	Périmètre	Pertinence
À l'installation			
Prix du module	€/Wc	Des matériaux bruts au bout de la chaine de production	Amélioration des procédés de fabrication et de l'efficacité des dispositifs
Prix installé	€/Wc	Système prêt à fonctionner (= module + BoS + main d'œuvre + taxes + marges)	Investissement initial, prise en compte des spécificités locales (réglementations…)
Investissement énergétique, carbone, matériaux	MJ/Wc gCO_2/Wc g/Wc	Quantités nécessaires à la production du module ou à la mise en place d'une installation (selon les études)	Impacts environnementaux initiaux
En cycle de vie			
Coût actualisé de l'énergie (LCOE)	€/kWh	(coûts initiaux + opération + maintenance) / (énergie produite sur la vie du panneau) avec taux d'actualisation. Fin de vie souvent omise.	Estimation du coût de production marginal, hors coût du réseau électrique. Inclus dégradation, conditions d'éclairement, etc.
Coût énergétique, carbone, matériaux	MJ/kWh gCO_2/kWh g/kWh	(Investissements initiaux + opération + maintenance) / (énergie totale produite). Souvent sans taux d'actualisation, ni fin de vie	Estimation en cycle de vie, incluant dégradation, conditions d'éclairement, etc.
Temps de retour énergétique (EPBT)	an	~(Investissement énergétique) / (énergie produite par an)	Durée nécessaire pour rembourser le coût énergétique initial
Taux de retour énergétique (TRE, EROI)	-	~(énergie produite sur la vie du panneau) / (investissement énergétique) = (Durée d'opération) / EPBT Souvent sans taux d'actualisation	Rentabilité énergétique de l'installation

9.1 Coûts économiques

L'estimation du coût économique de l'électricité photovoltaïque illustre parfaitement l'importance de bien identifier les contours du calcul, sous peine de comparer des valeurs fondamentalement différentes. Chaque périmètre (production des modules, montage d'une installation prête à fonctionner, production d'une unité d'électricité, prix pour le consommateur final) a sa pertinence et ses limites.

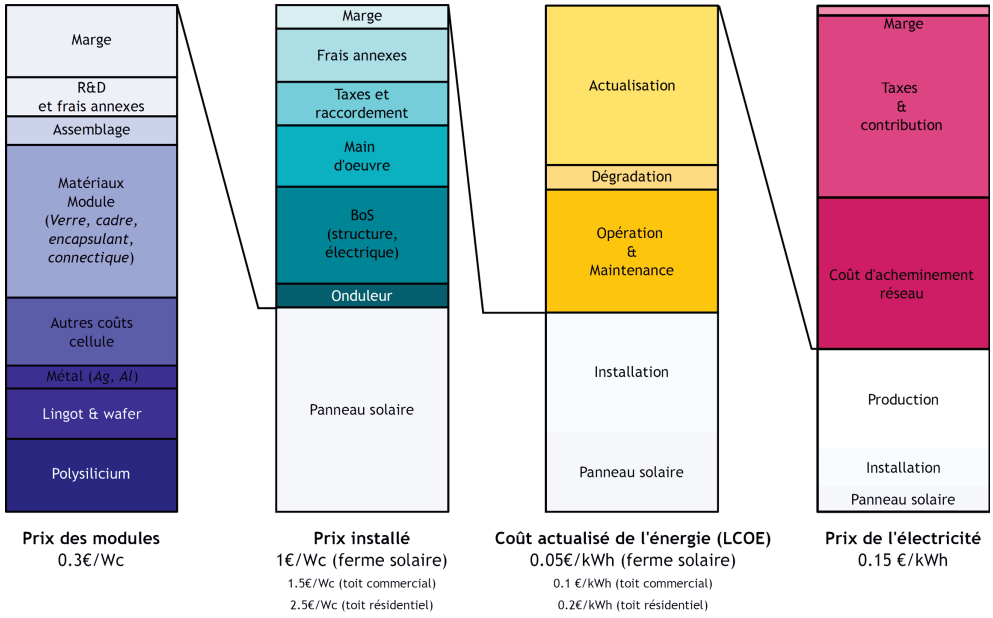


FIGURE 9.1. Périmètres standards pour le calcul des coûts du photovoltaïque. On prend ici les valeurs (arrondies) pour une installation de grande taille, type ferme solaire, située en France. On remarquera que le prix des modules et le prix installé sont exprimés en euro par unité de puissance (Watt-crète), tandis que le LCOE et le coût complet de l'électricité sont exprimés en euro par unité d'énergie (kilo-Watt-heure). Source : NREL, ISE Fraunhofer, IRENA & CRE.

Les définitions des différentes façons de compter l'énergie et la puissance ont été introduites à la fin du chapitre 1.

Le **prix des modules** correspond au prix de vente d'un panneau solaire en sortie d'usine, divisé par la puissance nominale du panneau neuf – c'est-à-dire la puissance électrique mesurée dans les conditions standard, à 25 °C sous une illumination de 1 000 W/m². Ce prix inclut le coût de fabrication du panneau solaire, depuis les matériaux bruts jusqu'à l'assemblage du module, suivant les étapes présentées dans le chapitre 4. On a vu dans le chapitre introductif la dynamique extrêmement rapide du secteur, avec la diminution du prix des modules de 100 €/Wc en 1970 à 0,25 €/Wc en 2021.

Le module ne constitue *in fine* qu'une petite partie du coût final de l'électricité pour le consommateur (entre 2 et 6 %), et son prix ne devrait pas être le principal facteur de décision pour choisir un fournisseur de panneaux. D'autres enjeux stratégiques, comme la localisation géographique des chaînes de production, les conditions de travail ou les impacts environnementaux devraient également peser lourdement dans la balance, et peuvent être pris en compte

dans une analyse multicritère. Cependant, le coût des modules est un indicateur efficace de l'évolution des procédés de fabrication, indépendamment des conditions dans lesquelles le panneau sera utilisé. Il rend compte en effet des variations du prix des matériaux, de l'amélioration des étapes de production et de l'augmentation de l'efficacité de conversion des panneaux.

Le **prix installé** correspond au prix à payer pour avoir un système prêt à produire de l'électricité. Au coût du module s'ajoutent le prix de l'onduleur (nécessaire pour convertir le courant continu (DC) produit par le panneau en courant alternatif (AC) compatible avec le réseau électrique) ainsi que l'ensemble des composants du système (Balance of System ou BoS en anglais) que représentent la structure d'accroche des panneaux (supports métalliques, fondations en béton, système d'orientation des panneaux le cas échéant…) et la connectique électrique (câbles, monitoring, sécurité…). En plus du matériel, il faut tenir compte de la main d'œuvre à l'installation, ainsi que des taxes et des frais de raccordement qui peuvent être rédhibitoires si le poste source le plus proche est trop éloigné. Le prix installé dépend largement du type d'installation. En 2022, on compte environ 2,5 €/Wc pour une installation de faible puissance sur le toit d'une maison, 1,5 €/Wc pour une plus grande installation couvrant le toit d'un centre commercial et 0,9 €/Wc pour une ferme solaire.

1 hectare = 1 MWc = 1 GWh/an = 1 M€

Un ordre de grandeur approximatif permet d'évaluer le prix d'une ferme solaire. Sur un hectare de terrain, on peut installer environ 3 000 panneaux pour un investissement d'un million d'euros. Une telle installation génère 1 MW de puissance électrique dans les conditions nominales ; avec un facteur de charge moyen de 12 % environ, 1 GWh d'énergie électrique est produit sur l'année.

Le **coût actualisé de l'électricité** (LCOE) est l'estimation standard du coût marginal de production. On estime d'abord l'ensemble des frais liés aux panneaux – aussi bien le coût de l'installation (discuté précédemment) que les dépenses de fonctionnement et de maintenance (estimées typiquement à 2,5 % du coût de l'installation par an). On évalue d'autre part la quantité d'énergie produite par l'installation sur l'ensemble de sa durée de vie, incluant l'ensoleillement moyen et la dégradation des dispositifs. On introduit enfin un taux d'actualisation, un paramètre économique (et non physique) qui traduit le fait qu'une dépense ou une production a d'autant moins d'impact ou de valeur qu'elle aura lieu dans un futur lointain. La valeur du LCOE dépend fortement des hypothèses retenues pour le calcul : il varie bien sûr avec la localisation considérée (qui conditionne l'ensoleillement, l'ombrage mais également les risques de salissure), mais aussi avec le taux d'actualisation, dont la valeur tient davantage

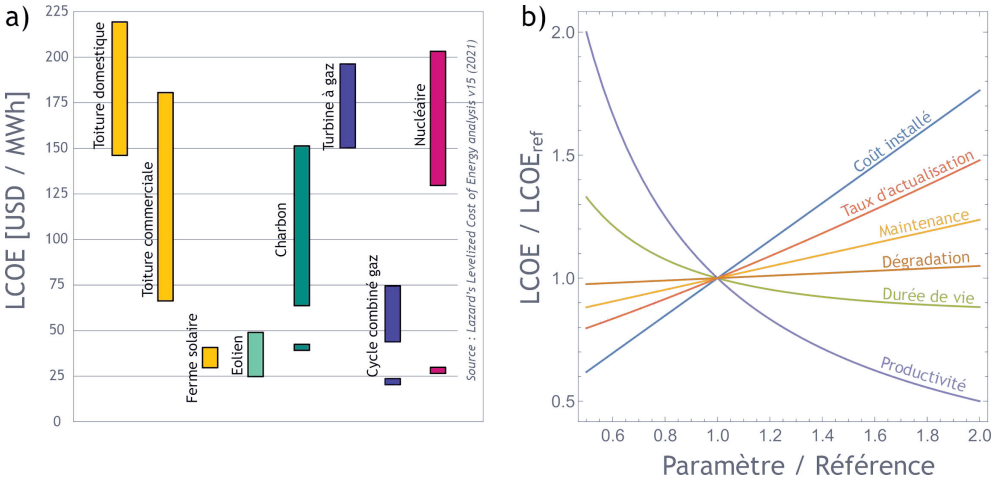


FIGURE 9.2. a) Comparaison du coût actualisé de l'énergie (LCOE) de différentes technologies. Pour les sources conventionnelles, on indique à la fois le LCOE estimé pour une nouvelle installation, et le coût marginal de production pour une installation déjà amortie. b) Variation du LCOE du photovoltaïque en fonction des différents paramètres pris en compte dans le calcul : si on multiplie un des paramètres par un facteur donné, de combien change-t-on le LCOE ? On voit ainsi que doubler le taux de dégradation n'entraine qu'une faible augmentation du LCOE, alors que le résultat est très sensible au taux d'actualisation. Les valeurs de références prises ici sont : coût installé 0,9 €/W, opération et maintenance : 2,5 % du coût installé par an, productivité : 1,3 kWh/an/Wp, dégradation : 0,5 % par an, durée de vie de l'installation : 25 ans, taux d'actualisation : 5 %, LCOE de référence : 0,07 €/MWh.

de conventions. La figure 9.2 montre l'influence des différents paramètres sur le résultat final. On trouve dans la littérature des valeurs entre 13 et 20 centimes d'euro par kWh pour une installation domestique, 6 à 16 pour une installation sur un toit commercial et 2,5 à 5 pour une ferme solaire – des valeurs 10 fois inférieures à celles rapportées en 2009. Grâce à l'amélioration rapide du secteur, le photovoltaïque est aujourd'hui compétitif avec les technologies conventionnelles (charbon, gaz, nucléaire). Il est à noter que la plupart des valeurs rapportées dans la littérature n'incluent pas, à l'heure actuelle, le coût du recyclage des modules dans le LCOE.

Le LCOE fournit une valeur agrégée, qui tient compte de l'ensemble des éléments discuté ci-dessus (investissement initial, frais de maintenance, dégradation, durée de vie, taux d'actualisation). Pour estimer la part de chacun de ces éléments dans le résultat final, on compare la différence entre le LCOE calculé avec et sans actualisation, puis avec et sans dégradation, puis avec et sans maintenance. Cette analyse qualitative, représentée sur la figure 9.2, montre que l'installation ne représente *in fine* qu'une petite moitié du LCOE – et le panneau solaire ne représente lui-même que 10 à 30 % du coût de l'installation.

Si le LCOE est souvent utilisé comme référence pour estimer et comparer le prix de revient de l'électricité générée par différentes technologies, il ne représente cependant pas le **coût complet de l'électricité** payée par le consommateur. Ainsi, à l'heure actuelle, il faut rajouter au coût de production le coût d'acheminement de l'électricité via le réseau électrique, ainsi que des taxes et contributions sur l'électricité délivrée. La production à proprement parler ne représente alors plus qu'un tiers de la facture.

Il faut également noter que le LCOE ne mesure que le coût aux bornes du périmètre de production. À l'avenir, il faut envisager que l'intégration de l'électricité solaire sur le réseau électrique puisse nécessiter des adaptations spécifiques (dispositifs de stockage de la production ou d'adaptation de la consommation, électronique de puissance…) qui ne sont pas nécessaires aux taux de pénétration actuels et ne sont donc pas pris en compte dans le calcul des coûts. Suivant les recommandations de l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA) et du gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE), les scénarios qui envisagent un fort développement des énergies renouvelables intermittentes devraient donc s'attacher à estimer le coût du système électrique dans sa globalité, et pas seulement le LCOE, coût marginal correspondant à la production d'un kWh supplémentaire.

9.2 Coût énergétique et coût carbone

Un panneau solaire est capable de produire de l'électricité de façon complètement autonome pendant plus de 25 ans ; mais sa fabrication requiert initialement un investissement énergétique pour **transformer** des matières premières brutes en un bijou de technologie.

Compte tenu du faible impact du fonctionnement et de la maintenance des panneaux [16], le périmètre le plus pertinent pour estimer leurs coûts écologiques comprend la fabrication du module (décrite dans le chapitre 4) et son installation avec l'électronique et l'infrastructure nécessaires (le *Balance of System*, introduit plus haut). La quantité d'énergie primaire requise pour chacune des étapes, du raffinage des matières premières jusqu'à l'installation du module, est présentée en figure 9.3 pour les filières silicium mono et multi cristallin.

[16] Le transport des composants d'une installation de leurs lieux de production à leur site d'installation représente moins de 4 % de l'impact carbone des panneaux. Les opérations de maintenance (nettoyage) peuvent jouer un rôle plus important dans un environnement poussiéreux, notamment désertique.

À l'heure actuelle, les deux filières présentent des performances comparables. La dépense énergétique représente environ 15 MJ par Watt-crête [17], répartie de façon quasi égale entre la fabrication des cellules (purification du silicium, formation d'un lingot, découpe des wafers, transformation en cellules solaires), l'assemblage des modules (connexion et encapsulation des cellules, fabrication du verre et du cadre) et les autres composants du système (infrastructures, connectique).

La comparaison avec les valeurs rapportées en 2015 montre une amélioration spectaculaire de la filière monocristalline, rendue possible par deux leviers complémentaires. D'une part, il faut de moins en moins de silicium pour produire une cellule solaire. En effet, non seulement les cellules peuvent être rendues plus minces grâce à l'amélioration de leurs propriétés optiques (200 µm d'épaisseur en 2010 contre 160 µm en 2021), mais surtout la quantité de matière perdue lors de la découpe a été considérablement réduite, en diminuant l'épaisseur du trait de scie de 145 µm à 60 µm environ. D'autre part, les cellules solaires produisent de plus en plus de puissance, avec un rendement qui est passé en 10 ans de 18 % à près de 22 % pour la technologie la plus courante sur le marché. C'est notamment parce que la filière monocristalline parvient à atteindre des efficacités légèrement supérieures à celles des technologies multicristallines que son coût installé est plus compétitif.

Il est intéressant de comparer l'énergie investie pour construire un panneau et l'énergie produite par ce panneau au cours de sa vie. Comme dans la discussion précédente sur le LCOE, le résultat d'une telle analyse dépend de la localisation de l'installation, et des hypothèses retenues sur le reste du système énergétique (faut-il tenir compte de capacités de stockages ? Si oui, lesquelles ? etc.). Avec les valeurs déjà utilisées plus haut, et en ne considérant que le coût de fabrication et d'installation du panneau, un panneau rembourse son investissement énergétique en 6 à 18 mois, selon qu'il est installé dans un endroit fortement ensoleillé (2 300 kWh/m²/an, sud de l'Espagne) ou faiblement ensoleillé (1 000 kWh/m²/an, nord de la France). Ces temps de retour sur investissement énergétique (EPBT, *energy payback time*, en anglais) peuvent être comparés aux 25 à 30 ans de durée de vie des installations. Le taux de retour énergétique (TRE ou EROI, Energy Return On Investment – c'est-à-dire l'énergie totale produite par l'installation au cours de sa vie divisée par l'énergie investie dans l'installation) est ainsi estimé à des valeurs bien supérieures à 10. La valeur de cet indicateur pour le photovoltaïque est cependant largement débattue, et on trouve dans la littérature des chiffres étalés sur deux ordres de grandeur, entre 0,6 et 60, sans observer de tendance d'évolution dans la littérature

[17] 15 MJ = 4,2 kWh.

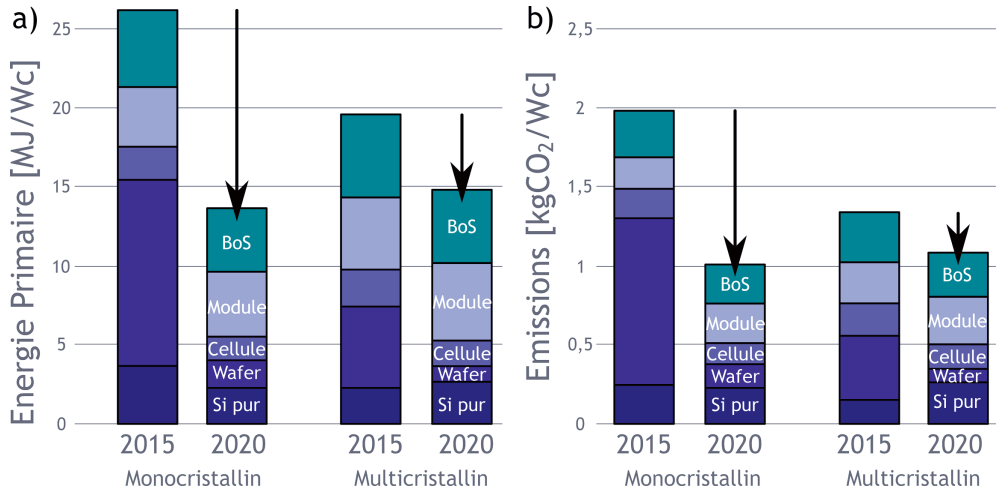


FIGURE 9.3. Évolution entre 2015 et 2020 de la consommation d'énergie primaire (a) et des émissions de gaz à effet de serre (b) pour la confection d'un module monocristallin ou multicristallin. Source : Fthenakis V et Leccisi E. (Prog Photovolt Res Appl. 2021), sur la base des données IEA PVPS.

publiée ces 20 dernières années. La plus grande part de la variabilité vient de ce que le périmètre de calcul ne fait pas consensus[18]. Certains auteurs estiment qu'il faut inclure l'ensemble des éléments nécessaires pour que la production solaire ait les mêmes caractéristiques qu'une production conventionnelle (pilotabilité, prévisibilité, inertie...), ce qui implique de nombreux systèmes annexes (batteries...). D'autres considèrent au contraire que l'indicateur ne peut être calculé de façon fiable que sur un périmètre restreint à l'installation photovoltaïque à proprement parler, les autres éléments étant largement variables selon les stratégies d'intégration de la production dans le mix électrique. Le déploiement du solaire pourrait en effet passer par une modification du réseau électrique et des usages de l'électricité pour les adapter aux spécificités de la production photovoltaïque, plutôt que d'adapter la production photovoltaïque aux exigences du réseau actuel.

La fabrication d'un panneau solaire entraine des émissions de CO_2 – environ 1 $kgCO_2$ par Watt crête pour un panneau mono ou multi cristallin installé (Fig. 9.3). On distingue des émissions de deux natures. Les émissions **directes** sont produites par la réaction chimique de purification de la silice en silicium $SiO_2 + C \rightarrow Si + CO_2$. Cette réaction implique qu'une molécule de CO_2 est

[18] Notons également que, contrairement au LCOE, le calcul de l'EROI n'inclut pas en général de taux d'actualisation pour rendre compte de la différence entre un kWh produit maintenant et un kWh produit plus loin dans l'avenir.

émise pour chaque atome de silicium purifié, ce qui représente 3 à 5 $kgCO_2$ par kilogramme de silicium. Si elles sont intrinsèques au procédé même de purification, ces émissions directes ne représentent que 10 % du CO_2 généré par la fabrication d'un panneau. Elles pourraient par ailleurs être réduites en utilisant une autre réaction de réduction de la silice, par exemple avec de l'hydrogène plutôt qu'avec du carbone.

L'essentiel vient des émissions **indirectes**, dues à la production de l'électricité qui alimente la chaine de production. La diminution de la dépense énergétique nécessaire à la fabrication d'un panneau se traduit donc directement par une diminution des émissions carbone, qui ont été divisées par 2 en l'espace de 5 ans pour la filière monocristalline. Il est à noter que ces émissions indirectes dépendent du mix énergétique du pays où les panneaux sont produits. Compte tenu du marché actuel, les calculs sont faits en prenant comme référence le mix Chinois, qui émet 600 gCO_2 par kWh d'électricité. Par comparaison, le mix Français engendre des émissions environ 10 fois moindre, avec 70 gCO_2/kWh. Le bilan carbone du photovoltaïque est donc susceptible d'être largement modifié si les chaines de production (et notamment les étapes les plus énergivores comme la purification du silicium et la formation des lingots) venaient à être relocalisées.

Comme précédemment, le coût de la fabrication des panneaux peut être mis en regard de la quantité d'énergie produite par l'installation sur sa durée de vie. On estime ainsi une intensité carbone de la production photovoltaïque entre 10 et 20 gCO_2/kWh pour une installation dans une zone très ensoleillée (2 300 kWh/m²/an) et entre 40 et 80 gCO_2/kWh pour une installation dans une région moins clémente (1 000 kWh/m²/an). Par comparaison, les productions fossiles ont des intensités 10 à 20 fois supérieures (450 gCO_2/kWh pour les centrales à gaz, 900 gCO_2/kWh pour les centrales à charbon) ; le nucléaire est estimé entre 4 et 12 gCO_2/kWh et l'éolien autour de 10 gCO_2/kWh.

9.3 Coûts en matériaux

Si la source de l'énergie solaire – le soleil – est virtuellement illimitée, la production d'électricité photovoltaïque nécessite de mobiliser des ressources matérielles qui, elles, n'existent qu'en stock fini. L'enjeu de l'approvisionnement, et de l'éventuel épuisement, des matériaux nécessaires à la transition énergétique a gagné en visibilité ces dernières années. Cependant, pour bien identifier les problématiques soulevées par une technologie en particulier, il est important d'analyser dans le détail les besoins spécifiques et les perspectives du domaine. Ainsi, les fameuses « terres rares », qui concentrent largement l'attention dans le

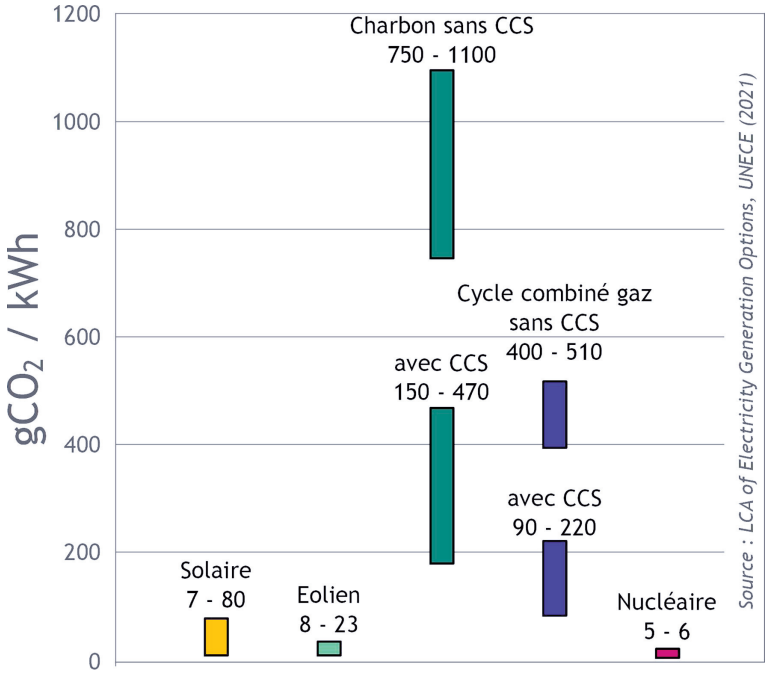


FIGURE 9.4. Estimation des intensités carbone en cycle de vie pour différentes productions électriques.

débat public, ne sont pas utilisées dans les panneaux silicium, qui représentent plus de 95 % de marché – et la catégorie plus générale des métaux rares pose peu de problèmes au secteur. Les ressources effectivement utilisées sont présentées dans le tableau 9.1.

On distingue habituellement deux types de ressources : les matériaux fonctionnels (silicium, argent…), sur lesquels reposent le fonctionnement même des dispositifs, et les matériaux de structure (béton, acier…), utilisés pour l'installation des panneaux. Les matériaux fonctionnels représentent moins de 5 % de poids d'un panneau, mais plus de 50 % de son prix.

Dans une cellule en silicium, le matériau fonctionnel le plus important est bien sûr le silicium lui-même. On utilise à l'heure actuelle environ 3 g de silicium pur par Watt crête, un tiers étant perdu lors de la découpe des lingots en wafers. Comme évoqué plus haut, l'amélioration des procédés de découpe, la réduction de l'épaisseur des wafers et la progression des rendements a permis de diviser les besoins de silicium par 4 en l'espace de 20 ans. Par ailleurs, le silicium est le second élément le plus présent dans la croute terrestre : 28 % de la masse de notre planète en est constituée. Certaines formes, comme les galets de quartz, sont plus faciles que d'autres à purifier car le silicium, sous forme de silice,

TABLEAU 9.2. Liste de course pour réaliser une installation solaire au sol, hors raccordement. Pour estimer la puissance produite par m², on considère un rendement de conversion de 20 %. Pour estimer l'énergie produite par m², on considère un ensoleillement de 1700 kWh/m²/an, un facteur de performance de 85 % et un fonctionnement sur 25 ans avec un taux de dégradation de 0,5 %/an. Avec ces hypothèses, 1 m² produit 200 Wc et correspond à 30 kWh.

	Poids en gramme		
	par m²	par Wc *efficacité : 20 %*	par kWh *ensoleillement 1700 kWh/m²/an facteur de perf. 85 % 25 ans, –0,5 %/an*
Silicium	600	3	0,1
Gallium ou Bore	0,000 2	0,000 001	0,000 000 003
Argent	4	0,02	0,000 6
Aluminium	1 600	8	0,24
Plastique	1 700	8,5	0,25
Verre	8 000	40	1,2
Cuivre	900	4.5	0,14
Béton	12 000	60	1,8
Acier	14 000	70	2,1
	Quantité d'énergie primaire en MJ		
Énergie primaire [MJ]	3 000	15	0,45
	Émissions de gaz à effet de serre		
$CO_{2,\,eq}$	50	1 000	30

y est moins mélangé à des impuretés. Compte tenu de la qualité requise pour le photovoltaïque et pour atteindre les prix les plus compétitifs, la filière exploite à l'heure actuelle les sources les plus pures. Mais l'abondance du silicium écarte largement les risques d'épuisement de la ressource.

Les cellules en silicium utilisent également certains éléments plus rares. En particulier, le dopage des wafers peut être assuré par l'inclusion d'atomes de gallium, élément critique dans l'industrie des semi-conducteurs. Cependant, si le gallium est des milliers de fois moins abondant que le silicium, il est également

utilisé dans des proportions beaucoup plus infimes : avec une concentration typique de l'ordre de 10^{17} cm^{-3}, il suffit d'environ 1 µg de gallium dans la cellule par Watt-crête. Il existe également des alternatives – les cellules actuelles sont plutôt dopées au bore, et des architectures avec un wafer dopé au phosphore sont également compétitives.

Le matériau fonctionnel le plus critique pour les technologies solaires en silicium est peut-être l'argent, utilisé pour extraire les électrons en face avant de la cellule. Les atomes d'argent sont relativement peu présents dans la croute terrestre, et 20 mg par Watt-crête sont nécessaires pour former la grille de collecte que l'on distingue à la surface des panneaux. Ici aussi, il faut noter que l'amélioration continue des procédés et des dispositifs a permis de diviser par 4 la quantité d'argent requise en l'espace de 10 ans. Les projections visent une nouvelle diminution par 2 d'ici 2030 ; les hypothèses les plus optimistes espèrent atteindre 1 mg/Wc d'ici le milieu du siècle. En 2020, l'industrie du photovoltaïque représentait 10 % de la demande mondiale d'argent (par comparaison, la joaillerie pèse 20 % de la demande). Il existe donc une marge significative avant que la ressource ne soit en tension – marge d'autant plus importante que le besoin par cellule diminue, et que le recyclage ouvre des perspectives de revalorisation.

Si les matériaux fonctionnels constituent la partie active du dispositif, les matériaux de structure sont nécessaires au bon fonctionnement et à l'installation des panneaux. Au niveau du panneau, ces matériaux de structure assurent l'étanchéité et la résistance mécanique. L'assemblage des cellules est ainsi encapsulé dans un film plastique (en général de l'éthylène-acétate de vinyle [EVA] transparent) qui les protègent notamment de l'humidité de l'air. Les 2 à 3 mm de verre qui empêchent la pluie et la grêle d'endommager les cellules pèsent plus d'une dizaine de kilos et constituent l'élément le plus lourd du dispositif. En face arrière, on utilise plutôt une solution en plastique, plus légère mais opaque, comme une couche de polytéréphtalate d'éthylène (PET). On ajoute en général un cadre en aluminium (ou parfois en acier) qui facilite notamment le transport des panneaux de l'usine de fabrication jusqu'au lieu de l'installation. L'ensemble de ces matériaux représentent l'essentiel des 10 à 20 kg que pèse un panneau, les 60 à 72 cellules pesant moins d'un kilo. Des matériaux de structure (acier, cuivre) sont nécessaires également pour tenir et raccorder les panneaux. Enfin, pour une installation au sol, on compte environ 12 kg de béton par mètre carré pour réaliser les fondations – des alternatives en pieux battus se développent pour réduire ce poste de dépense. Le photovoltaïque a donc bien besoin de matériaux, davantage sans doute que des filières conventionnelles. L'enjeu principal ne se situe cependant pas dans la rareté des matériaux en question, mais plus largement dans la gestion de besoins croissants de matériaux qui structurent nos sociétés.

L'amélioration continue des dispositifs photovoltaïques et de leurs procédés de fabrication a donc rendu l'électricité solaire compétitive avec les filières conventionnelles sur les critères économiques et écologiques habituellement considérés. Certains acteurs, comme l'Agence Internationale de l'Énergie, considèrent même la production solaire comme la solution la moins coûteuse dans certaines situations – notamment lorsque l'ensoleillement est important. Il faut cependant envisager, au fur et à mesure du déploiement de photovoltaïque, que les indicateurs doivent évoluer et qu'*in fine*, c'est le coût de l'ensemble du système qu'il faudra considérer. On verra dans le chapitre suivant quelques-uns des défis liés à cette perspective.

Ressources

Plusieurs instituts et agences publient régulièrement des estimations des coûts du photovoltaïque, en particulier l'International Renewable Energy Agency (IRENA), l'International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), le Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE) et le National Renewable Energy Laboratory (NREL), qui met à disposition un calculateur en ligne : https://www.nrel.gov/pv/lcoe-calculator/

L'Agence Internationale de l'Energie anime un programme consacré aux systèmes photovoltaïques (IEA-PVPS), dont la tache 12 est consacrée à l'analyse en cycle de vie des panneaux.

Pour une analyse en cycle de vie comparative des différentes technologies de production d'électricité : « Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options », United Nations Economic Commission for Europe, 2021. Voir également « Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system », Carrara S. et al, Joint Research Center, European Commission, 2020.

10

Défis et perspectives

Un chemin impressionnant a été parcouru par les technologies solaires depuis la découverte de l'effet photovoltaïque au XIX^{e} siècle. Longtemps considérée comme une filière marginale, condamnée à ne jamais dépasser l'épaisseur du trait dans la production d'électricité mondiale, le solaire PV est aujourd'hui considéré comme une des sources d'énergie les moins chères, et une clé de voute des perspectives énergétiques. Cependant, si le solaire a fait ses preuves, l'aventure est loin d'être terminée. La filière doit en effet anticiper les défis engendrés par son déploiement de plus en plus rapide, pour assumer les responsabilités liées à son statut de technologie majeure.

Dans ce dernier chapitre, nous présenterons quatre grandes directions qui constituent des horizons de recherche et de développement pour la filière. La première concerne l'évolution de l'industrie pour être en mesure de produire les quantités de panneaux exigées par l'évolution des mix énergétiques. La seconde évoque les prochaines étapes de la course au rendement de conversion. La troisième envisage des applications innovantes, guidées par d'autres critères que la seule génération électrique. La dernière aborde les difficultés et les perspectives de l'intégration de la production solaire au réseau électrique.

10.1 Développer une industrie solaire à l'échelle du terawatt

Malgré sa croissance exponentielle et son terawatt de puissance installée dans le monde, la filière solaire photovoltaïque ne représente actuellement que quelques pourcents de la production électrique mondiale. Pour constituer une réelle alternative à la production thermique, le secteur doit continuer à se développer à un rythme accéléré. Dans son scénario visant une neutralité carbone en 2050

(*Net Zero*), l'Agence Internationale de l'Énergie estime que la quantité annuelle de panneaux installés doit passer de 150 GW en 2021 à 630 GW en 2030, pour espérer produire un tiers de l'électricité mondiale en 2050. À terme, il s'agit d'approcher 1 TW d'installations par an – c'est-à-dire d'installer tous les ans autant que le parc mondial actuel. Au niveau européen, la stratégie affichée par la Commission vise un déploiement moyen de 45 GW par an au cours de la présente décennie, contre 18 GW installés au cours l'année 2020. En France, les trajectoires élaborées par RTE pour 2050 envisagent de multiplier le parc solaire par 7 dans une hypothèse avec une production nucléaire forte, et par 20 dans un mix avec une production nucléaire réduite.

Atteindre ces niveaux de déploiement exige de renforcer l'ensemble de la chaîne de production, de la purification du silicium à l'assemblage des modules. Les procédés de fabrication et la conception des dispositifs doivent également anticiper la fin de vie des panneaux, pour faciliter la séparation des composants et permettre un recyclage efficace – une problématique d'autant plus importante que les volumes de production explosent.

Au-delà de ces défis techniques et industriels, cette croissance revêt également des enjeux politiques et stratégiques de premier plan. La construction des infrastructures de production demande des investissements importants (environ 300 millions d'euros pour produire 1 GW par an), et prend du temps (entre 12 et 24 mois pour une usine de silicium en Chine et jusqu'à 40 mois en Europe ou aux États-Unis). Mais ces infrastructures génèrent des emplois (entre 600 et 1200 emplois par GW, répartis entre la purification du silicium (5 %) et des autres éléments (5 %), la fabrication des wafers (15 %) et des cellules (30 %), ainsi que l'assemblage des modules (45 %)) et apportent, en plus des retombées économiques, une souveraineté énergétique et industrielle qui manque cruellement dans le paysage actuel. De plus, le contrôle de ces infrastructures est nécessaire pour espérer maîtriser les impacts d'une production de plus en plus large, tant sur le plan environnemental (gestion des effluents, intensité carbone de l'électricité utilisée) que social (conditions de travail).

Rappelons que la chaine de production est actuellement majoritairement, voire exclusivement chinoise, selon le périmètre considéré (voir chapitre 1). Il ne s'agit donc pas seulement de produire suffisamment de panneaux solaires, mais également de parvenir à diversifier et à relocaliser les filières de production. Dans cette optique, les États-Unis ont adopté en août 2022 l'*Inflation Reduction Act* qui offre sous forme de crédit d'impôt un support massif à tous les projets d'industrie solaire localisé sur le sol américain : 3 $ par kg de silicium, 12 $/m² de wafer, 4c $/W de cellule, etc. De son côté, l'union européenne s'est récemment dotée d'une stratégie qui prévoit notamment la simplification des procédures d'autorisation, l'instauration de règlements sur l'écoconception et sur

l'étiquetage énergétique qui seront obligatoires pour tous les dispositifs vendus dans l'UE, ainsi que la création d'une Alliance européenne pour l'industrie solaire photovoltaïque (ESIA) destinée à fédérer la filière. Rassemblant fin 2022 une quarantaine d'entreprises, l'ESIA s'est donné comme objectif à son lancement le développement d'une capacité de production de panneaux solaires européens à hauteur de 30 GW par an d'ici 2025. Au niveau national, ce sont des structures labélisées Institut de la transition énergétique (ITE), tel que l'Institut du Photovoltaïque d'Ile de France (IPVF), qui ont pour mission d'œuvrer à la réindustrialisation en renforçant les liens entre recherche amont et applications et en vivifiant un écosystème de grands groupes, de petites structures, de chercheurs académiques et de structures institutionnelles.

Enfin, au-delà de la production des panneaux solaires, c'est l'ensemble de la filière qui doit passer à l'échelle. Le déploiement du photovoltaïque mobilise un large spectre de métiers techniques pour la conception et la réalisation des installations, le raccordement et l'entretien des panneaux. La formation de professionnels compétents doit être anticipée et suivre l'évolution des pratiques, sous peine de générer un goulet d'étranglement qui risque de favoriser l'émergence d'acteurs peu scrupuleux motivés par l'aubaine, comme on a pu l'observer dans d'autres domaines de la transition énergétique.

10.2 Augmenter l'efficacité de conversion au-delà de la limite de Shockley-Queisser

La quête d'une efficacité de conversion toujours plus importante a été un moteur important de la recherche en photovoltaïque depuis le début de l'aventure, mais elle devient d'autant plus cruciale que le coût des panneaux solaires dans le prix d'une installation photovoltaïque devient de plus en plus faible (voir chapitre 9). En effet, les autres coûts étant fixés (foncier, électronique, structures mécaniques, main d'œuvre pour l'installation…), augmenter l'efficacité des dispositifs, et donc la quantité d'énergie générée par l'installation, est le meilleur moyen de baisser le coût moyen de la production de l'électricité (Fig. 10.1).

Pour la technologie silicium, qui représente la quasi-intégralité du marché, les panneaux commerciaux approchent les 22 % (voir chapitre 4) ; le record du monde pour une cellule de laboratoire est établi à presque 27 % et l'efficacité de conversion est fondamentalement limitée à moins de 30 % d'après le modèle de Shockley Queisser (voir chapitre 2). Pour continuer d'augmenter les rendements, il devient donc nécessaire de trouver des moyens de s'affranchir de cette limite imposée par le fonctionnement même de la conversion de la lumière en électricité.

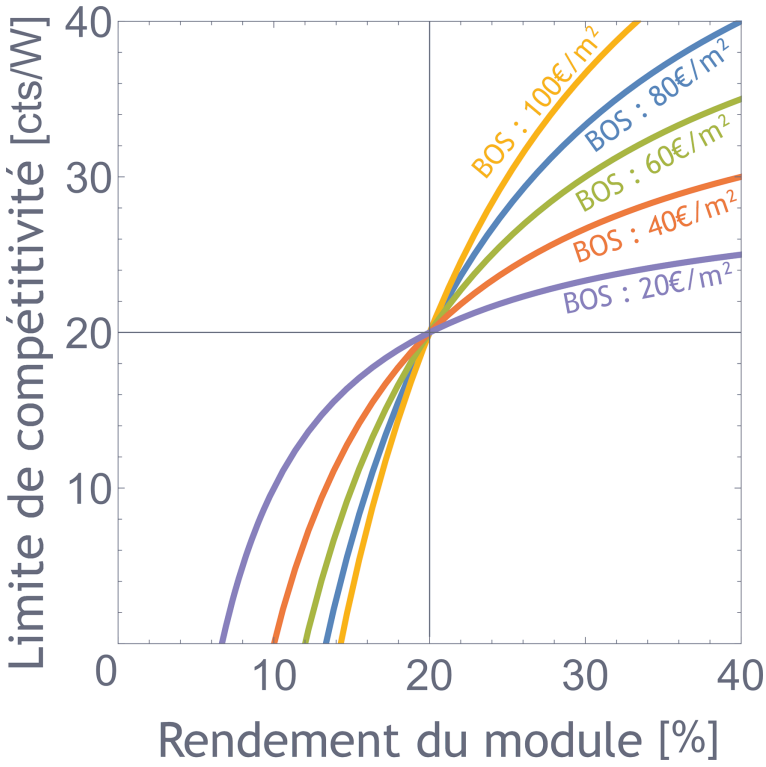


FIGURE 10.1. Prenant comme référence un panneau de 20 % de rendement à 20 cts/Wc, vaut-il mieux payer plus cher pour avoir un panneau plus efficace ? La réponse dépend des autres coûts de l'installation (balance of system, ou BoS). Avec un BoS de 40 €/m², proche des valeurs actuelles, un panneau à 40 % de rendement serait compétitif même s'il était vendu à 30 cts/Wc. À l'inverse, il vaut mieux acheter le panneau de référence qu'accepter d'utiliser même gratuitement un panneau à 10 % de rendement, dont la production sera insuffisante pour couvrir le coût du BoS.

S'il existe sur le papier de nombreuses stratégies permettant dépasser la limite de Shockley Queisser (voir chapitre 2), la solution la plus pertinente actuellement consiste à superposer deux cellules ou plus de façon à convertir séparément les différentes composantes du spectre solaire. La lumière du Soleil rencontre ainsi un premier matériau capable de convertir efficacement les photons de haute énergie (matériau à grand gap), mais transparents pour les photons de basse énergie. Dans un dispositif standard, ces photons seraient perdus. Dans un dispositif tandem, ces photons peuvent être absorbés par un second matériau à plus faible gap (Fig. 10.2). Si les matériaux sont bien choisis, un tel dispositif peut atteindre 45 % de rendement. Avec trois matériaux différents, une cellule multijonction peut dépasser 52 % de rendement. La limite d'une superposition

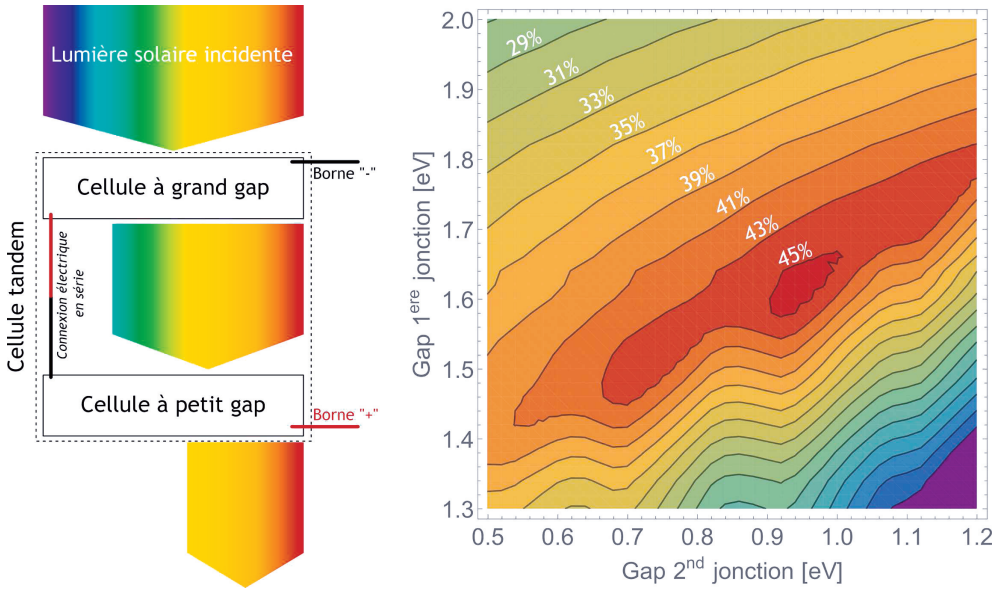


FIGURE 10.2. Principe et efficacité d'une cellule tandem. Constituée de 2 cellules de gaps différents, la cellule tandem est la plus simple des multijonctions. La lumière non absorbée par la première cellule (photons d'énergie inférieure au gap) peut être convertie par la seconde. Un choix adapté de gaps permet d'espérer des rendements supérieurs à 40 %. Plutôt que de chercher à créer une cellule tandem aux gaps optimaux (0,96 eV et 1,63 eV), on peut chercher à améliorer le standard industriel (silicium cristallin à 1,1 eV de gap) en ajoutant une top cell adaptée.

infinie tend vers 68 % de rendement (chapitre 2) et atteint 86 % si la lumière du Soleil est concentrée par une lentille. L'actuel record de conversion, à 47 % de rendement, a ainsi été obtenu en 2022 au Fraunhofer avec un assemblage de 4 cellules.

La réalisation d'une telle cellule est cependant un véritable tour de force technologique. Elle nécessite une extraordinaire maitrise des propriétés optiques des matériaux, pour que chaque couche soit bien absorbante aux bonnes longueurs d'onde, et transparentes aux autres. Elle exige également un parfait contrôle des propriétés électriques, pour que les électrons puissent circuler sans pertes d'un bout à l'autre de la multijonction malgré les changements de matériaux. Elle demande enfin un ajustement extrêmement précis des propriétés mécaniques : chaque matériau possède sa propre structure cristalline, qui n'est pas forcément compatible avec la structure des couches environnantes. Pour satisfaire toutes ces contraintes simultanément, il faut recourir soit à des matériaux très bien maitrisés, soit à des matériaux suffisamment tolérants.

La cellule détenant le record du monde de l'efficacité de conversion est ainsi constituée de matériaux III-V (voir chapitre 7), alliages de gallium, d'arsenic, d'aluminium, d'indium, de phosphore et d'antimoine, déposés couche atomique après couche atomique pour permettre une structure cristalline parfaite. Une telle structure est aujourd'hui possible en laboratoire, mais hors de portée d'une production industrielle. Une version simplifiée, superposant 3 matériaux III-V, est utilisée pour des applications spatiales, notamment pour les satellites ou la station spatiale internationale. Cette solution à haut coût et haut rendement est rendue possible par l'importance capitale d'utiliser de façon optimale chaque mètre-carré disponible et chaque kilogramme envoyé dans l'espace, mais elle n'est pas adaptée aux besoins des applications terrestres.

Pour obtenir une cellule dépassant les performances de la filière historique sans augmenter trop significativement le coût de production, le secteur se concentre actuellement sur le développement de structures tandem, ajoutant un matériau à grand gap au-dessus d'une cellule silicium. Cette approche permet de tirer parti du savoir-faire de l'industrie du silicium, tout en repoussant le plafond imposé par une architecture de simple jonction. Plusieurs matériaux peuvent être envisagés pour constituer la cellule supérieure : matériaux III-V produits à bas coût, alliages à base de cuivre, indium, gallium et soufre (CIGS), matériaux organiques, matériaux amorphes… Deux acteurs industriels majeurs ont annoncé le développement d'une structure CdTe sur silicium à l'horizon 2024. La piste la plus suivie en laboratoire consiste cependant à associer au silicium des matériaux pérovskites (voir chapitre 6), qui cumulent de nombreux avantages : leur fabrication passe par des procédés chimiques peu couteux en énergie et facilement compatible avec le revêtement de grandes surfaces et leurs propriétés peuvent être largement ajustées pour correspondre aux contraintes imposées par le silicium. Une preuve de concept a été apportée en 2022 par l'équipe de l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne (Suisse), avec une cellule tandem de 1 cm² dépassant la barre fatidique des 30 % de rendement. Ce succès prometteur ouvre vers de nouvelles problématiques inhérentes au passage du laboratoire vers la production industrielle – notamment d'assurer à la structure tandem une longévité semblable à celle d'un panneau silicium standard, malgré la fragilité de la pérovskite.

10.3 Imaginer de nouvelles applications

À l'heure actuelle, les panneaux photovoltaïques sont installés soit au sol, formant des champs de panneaux solaires (environ 70 % de la puissance installée dans le monde), soit sur les toits de bâtiments commerciaux (20 %) ou

résidentiels (10 %). L'accélération du développement du photovoltaïque rend possible l'émergence de nouvelles applications qui permettent de tirer parti de nouvelles surfaces, mais également de dynamiser le secteur en diversifiant les technologies solaires. Comme pour tout développement technologique cependant, il est crucial que les projets soient élaborés et mis en œuvre en identifiant clairement les intérêts et les risques associés, et pas seulement sous l'effet d'aubaine que produit la nouveauté.

Le photovoltaïque flottant (FPV) et l'agrivoltaïsme (AgriPV) visent ainsi à exploiter, respectivement, des surfaces d'eau et des surfaces agricoles pour augmenter les sites susceptibles de produire de l'énergie. Dans les deux cas, l'enjeu principal est de parvenir à adapter les installations de façon à ne pas perturber les écosystèmes et les activités des sites concernés, sans accélérer le vieillissement des panneaux malgré un environnement potentiellement plus agressif.

Le photovoltaïque intégré au bâtiment (BIPV), aux infrastructures, ou aux véhicules (VIPV) doit quant à lui satisfaire des contraintes esthétiques et mécaniques bien différentes d'un panneau conventionnel. Les surfaces disponibles sont limitées et le rendement des panneaux réduit par ces considérations pratiques. Ces installations n'ont pas vocation à alimenter à elles seules les systèmes auxquels elles sont liées, mais elles contribuent à leur fonctionnement, tout en offrant un débouché à des dispositifs originaux qui ne seraient pas concurrentiels sur le simple critère de l'efficacité.

Photovoltaïque flottant (FPV)

Inexistant en 2013, le photovoltaïque flottant représente aujourd'hui plus de 3 GW répartis sur 700 projets, principalement en Asie de l'Est et du Sud Est. Pour limiter leur impact environnemental, ces installations peuvent être déployées sur les étendues d'eau d'anciennes mines inondées, ou sur les retenues d'eau de barrages hydroélectriques, où la présence des panneaux réduit les pertes par évaporation. Certains projets envisagent également des installations en mer, suffisamment proche des côtes pour pouvoir alimenter le réseau électrique. Les conditions d'utilisation des panneaux sont propices à leur bon fonctionnement : température plus basse que sur terre, pas d'ombrage par la végétation… Cependant, ces installations sont également soumises à des contraintes physiques et chimiques plus fortes que des installations conventionnelles : vent plus important, mouvement de la houle, oxydation des connecteurs, dégradations dues à l'humidité… Des solutions spécifiques doivent donc être développées pour préserver les dispositifs et assurer aux installations une durée de vie comparable à celles des centrales au sol.

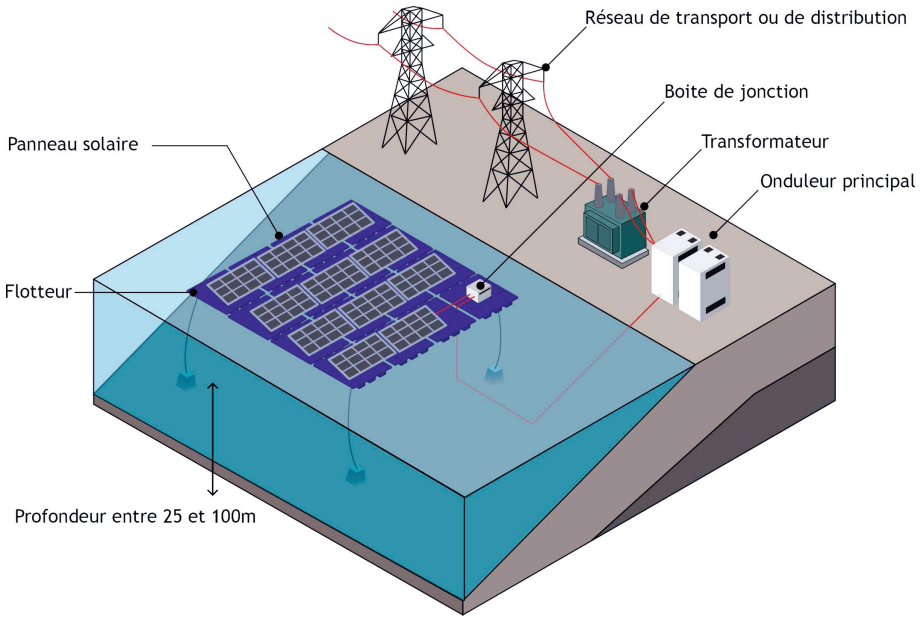


FIGURE 10.3. Photovoltaïque flottant sur barges.

Agrivoltaïsme (agriPV)

Les terres agricoles représentent des surfaces considérables, donc un potentiel solaire important. L'idée d'associer production agricole et production d'énergie solaire remonte aux années 1980 et s'est d'abord développée au Japon comme une façon de « partager le soleil » (*solar sharing*). On compte aujourd'hui plus de 14 GW installés dans le monde, et le domaine attire un intérêt croissant. La définition de l'agriPV ne fait pas l'objet d'un consensus – certaines analyses comptent comme agriPV tout panneau solaire dans le périmètre d'une ferme (toit des hangars…), d'autres ne considèrent que les installations qui partagent directement des surfaces de production agricole.

L'enjeu principal de l'agriPV est d'adapter les installations photovoltaïques de façon à ne pas nuire aux écosystèmes et aux activités agricoles. En effet, il existe une concurrence pour l'accès au soleil entre les plantes et les panneaux. L'agriPV sera particulièrement adapté à des cultures pour lesquelles l'ensoleillement n'est pas le facteur le plus limitant pour la croissance des plantes, et son déploiement exige de tenir compte non seulement des variétés cultivées, mais aussi du climat local. En revanche, pour des cultures qui reçoivent suffisamment de soleil (voire trop de soleil, dans le contexte du changement climatique), un système agriPV bien pensé peut être bénéfique pour son environnement. Dans la

pratique, une installation agriPV peut ainsi avoir un impact limité sur l'activité agricole. On quantifie cet impact par le *Land Equivalent Ratio* (LER), qui estime la surface nécessaire pour obtenir la même production agricole et la même production énergétique si ces deux productions étaient séparées. Un LER de 2 indiquerait des productions complètement superposées sans aucune interférence ; un LER de 1 indiquerait des productions complètement incompatibles. Dans les systèmes bien adaptés, on rapporte des LER de 1,3 à 1,7.

Sur des pâtures consacrées à l'élevage, une installation au sol suffisamment espacée peut fournir aux animaux de l'ombre et un refuge contre la pluie – et économiser l'entretien de la végétation entre les panneaux, par rapport à une installation conventionnelle. Ces mêmes installations peuvent, sur des petites surfaces, limiter les pertes par évapotranspiration de la végétation et contribuer à protéger les cultures des effets du changement climatique. Sur des productions à haute valeur ajoutée, comme des vignes, des installations à quelques mètres de hauteur offrent une protection contre la grêle, contre les gelées et contre les brulures du soleil. Des panneaux peuvent également être installés sur des serres, à condition que la distance entre les modules, ou entre les cellules au sein du module, soit suffisante pour ne pas créer trop d'ombre. Sur des plus grandes cultures enfin, des installations verticales avec des modules bifaciaux, suffisamment espacées pour permettre le passage d'engin agricoles, facilitent la mise en place de bandes enherbées susceptibles d'abriter et d'améliorer la biodiversité intra-parcellaire tout en apportant un effet brise-flux qui peut également réduire la consommation en eau en réduisant l'évaporation.

Par ailleurs, une vigilance particulière est nécessaire pour assurer que la production d'énergie apporte bien une rente sécurisée pour les agriculteurs, sans faire de la production agricole une activité secondaire. Au-delà des aspects techniques, cet enjeu porte sur la conception et la gestion même des projets : à qui appartiennent les installations ? Qui bénéficient réellement des revenus, entre les propriétaires du foncier et les agriculteurs en fermage ? Quelles contraintes sont imposées aux exploitants, notamment dans la rotation des cultures ou dans l'évolution des activités et du matériel agricole ?

Photovoltaïque intégré aux bâtiments (BIPV) et aux infrastructures

Plus qu'un simple ajout sur un bâti existant, le BIPV fait du panneau solaire une part de la construction, sur le toit ou la façade du bâtiment. À l'heure actuelle, le BIPV représente quelques GW installés dans le monde, principalement au Japon, en France et en Italie.

L'intégration au bâtiment impose des contraintes supplémentaires aux modules photovoltaïques : en plus de produire de l'électricité, ils doivent avoir

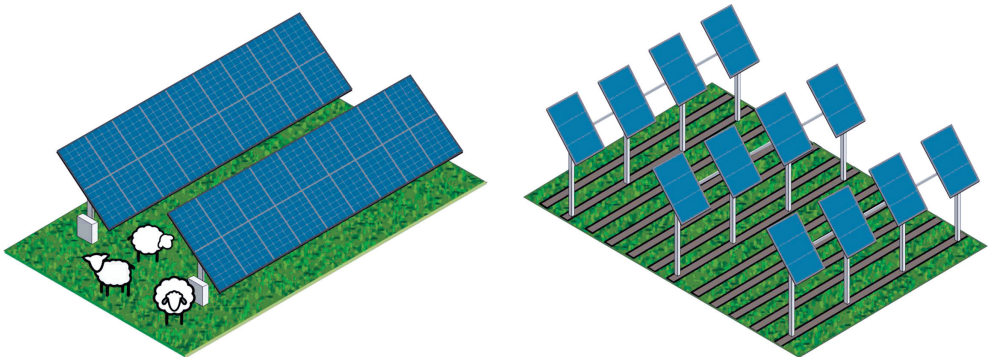


FIGURE 10.4. Deux modalités d'installations agri-photovoltaïques.

des propriétés mécaniques adaptées à leurs fonctions structurelles et être suffisamment esthétiques pour satisfaire les exigences architecturales. On voit ainsi apparaitre des tuiles photovoltaïques à l'apparence de terre cuite, des cellules quasi transparentes, colorées ou irisées pour les fenêtres ou les revêtements de façade…Ces contraintes supplémentaires se font au détriment de la production d'énergie, et les panneaux BIPV atteignent des rendements moins élevés que les panneaux conventionnels. Comparée à la puissance moyenne consommée dans un bâtiment d'habitation (10 à 100 W/m² pour une maison et jusqu'à 1 kW/m² pour un immeuble), le potentiel du BIPV est modeste (quelques W/m²) mais non négligeable. De plus, la diversité des applications favorise l'innovation et l'émergence de nouvelles technologies, là où l'industrie conventionnelle, dominée par l'optimisation du rendement, converge vers un nombre très limité de solutions d'apparences identiques.

Avec des considérations esthétiques moindres, mais des contraintes mécaniques plus fortes, les modules photovoltaïques peuvent également être intégrés dans des infrastructures, notamment de transport. On peut ainsi envisager d'utiliser les panneaux sur des barrières sonores le long des routes ou des voies ferrées, qui représentent de larges surfaces déjà artificialisées. Une initiative de ce genre a été lancée aux Pays-Bas en 2020 : sur 400 m d'autoroute, l'installation a généré 200 MWh au cours de sa première année. Outre les graffitis, et les objets lancés par les fenêtres des voitures, une difficulté spécifique à ce genre d'application vient du raccordement au réseau : les installations étant très étalées et peu denses, de grandes longueurs de câbles sont nécessaires pour relier l'ensemble des panneaux au poste de livraison.

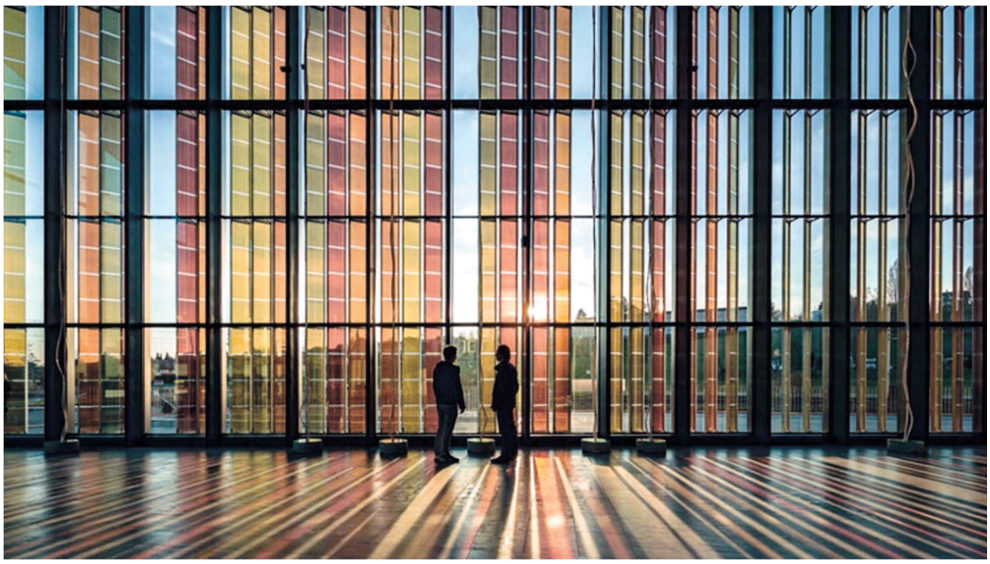


FIGURE 10.5. Photovoltaïque intégré au bâtiment. Les fenêtres colorées du SwissTech Convention Center à l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne sont des cellules solaires organiques. Crédit : Roland Herzog, EPFL.

Photovoltaïque intégré aux véhicules (VIPV)

Comme pour le BIPV, le VIPV doit prendre en compte des considérations esthétiques et mécaniques pour s'intégrer correctement au véhicule – carrosserie de voiture, aile d'avion, voile de bateau. Plus encore que le BIPV, le VIPV n'a pas – *a priori* – l'objectif d'alimenter à lui seul son support. Pour une voiture par exemple, la puissance électrique maximale obtenue couvrant le véhicule de panneaux est environ 100 fois plus faible que la puissance du moteur. Pour un avion commercial, le facteur est de l'ordre de 1 000.

Néanmoins, la production solaire peut contribuer de façon plus significative au fonctionnement du véhicule si l'électricité est stockée pendant les longues heures où le véhicule est à l'arrêt, et utilisée pendant les quelques dizaines de minutes d'un trajet quotidien. Ainsi, une voiture couverte de panneaux pourrait accumuler en une journée assez d'énergie pour parcourir une vingtaine de kilomètres. Les cellules solaires peuvent également alimenter des fonctions secondaires du véhicule – en particulier la climatisation, dont l'utilité est souvent bien corrélée avec la production photovoltaïque.

Il peut enfin être intéressant d'envisager des véhicules adaptés à cette source d'énergie, plutôt que de chercher à adapter l'énergie au véhicule. En 2022, la voiture championne de l'éco marathon automobile peut parcourir près de

1 000 km avec 1 kWh d'électricité – une alimentation solaire lui permettrait de rouler quotidiennement plus de 600 km. Le prototype d'avion Solar Impulse 2, entièrement alimenté par des cellules solaires, a réalisé en 2015 un tour du monde complet en 17 étapes, dont certaines de près de 10 000 km. Dans les deux cas, les véhicules sont beaucoup plus légers, plus petits et plus lents que leurs homologues conventionnels. Ils sont également bien moins confortables et ne transportent qu'un seul passager. Sans imaginer remplacer toutes les voitures et tous les avions par de tels modèles, on peut cependant s'interroger sur la part de nos trajets qui pourraient effectivement se prêter à une locomotion solaire.

10.4 Intégrer la production au réseau électrique

Le solaire photovoltaïque représente actuellement moins de 5 % de la production électrique française, une contribution suffisamment faible pour ne soulever aucun problème d'intégration dans le réseau électrique. Mieux encore, la production photovoltaïque se substitue majoritairement aux centrales à gaz ou au charbon plutôt qu'à la production nucléaire, et contribue à réduire l'intensité carbone du mix national. D'après le gestionnaire du réseau de transport, cette situation devrait perdurer jusqu'en 2030, tant que la puissance cumulée du solaire et de l'éolien ne dépasse pas 50 GW. Cependant, la part du solaire (et de l'éolien) augmentant, des difficultés spécifiques au mode de fonctionnement de ces énergies renouvelables vont émerger.

Ces difficultés proviennent des contraintes imposées par le fonctionnement du système électrique : la production et la consommation électrique doivent être équilibrées **à tout instant**. Un déséquilibre qui ne serait pas très rapidement compensé entrainerait la déstabilisation, puis l'effondrement de l'ensemble du réseau. Or la consommation d'électricité varie en permanence au gré des appareils allumés ou éteints (Fig. 10.6). Dans son fonctionnement actuel, le système électrique suit l'évolution de cette demande en augmentant ou en diminuant la production d'électricité en temps réel. De plus, le système électrique doit être en mesure de maintenir sa stabilité malgré des aléas imprévus, comme la panne d'une unité de production ou la défaillance d'une ligne haute tension. Le sujet est trop vaste pour être traité en quelques pages, et on se contentera de donner ici d'introduire et de définir quelques enjeux clés. Pour plus de détails, voir les références données en fin de chapitre.

Ajuster production et consommation à tout instant

Les centrales thermiques et les barrages hydroélectriques sont **pilotables**, c'est-à-dire que leur production peut être augmentée ou diminuée en fonction des

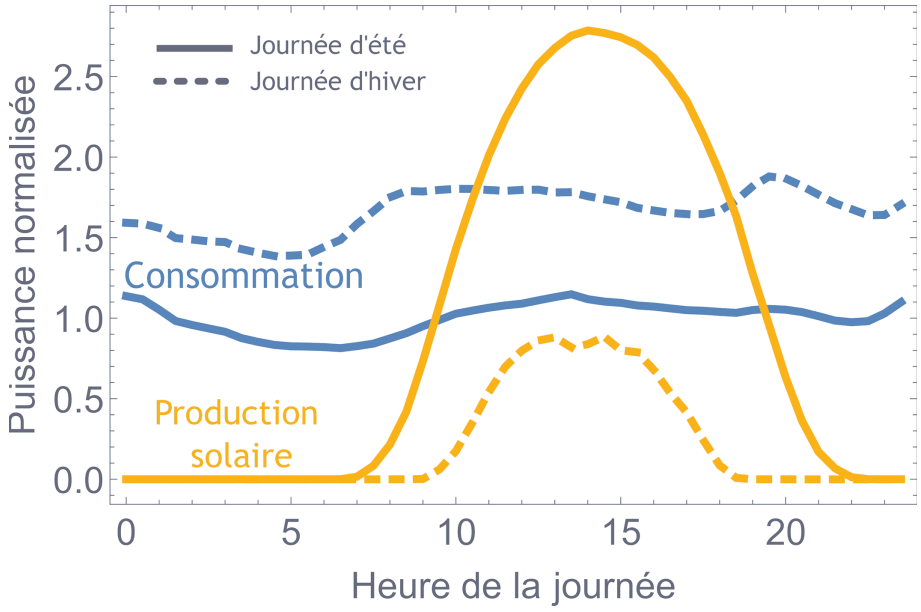


FIGURE 10.6. consommation nationale (bleu) et production solaire (jaune) de puissance électrique au cours d'une journée d'hiver (trait pointillé) et d'une journée d'été (trait plein). Les courbes sont normalisées pour représenter la même quantité d'énergie sur la journée d'hiver. La consommation en hiver est 70 % plus élevée qu'en été, alors que la production solaire est 5 fois plus faible. Données : RTE.

besoins. En revanche, s'il est possible de réduire la production solaire lorsqu'elle dépasse la demande, on ne peut l'ajuster à la hausse que dans les limites permises par l'ensoleillement du moment. La production photovoltaïque est ainsi **variable** : elle peut fluctuer de façon significative sur des temps courts à cause du passage de nuages (**intermittence**), elle évolue au cours des heures de la journée et au fil des saisons (Fig. 10.6). En moyenne, on considère que la production solaire contribue typiquement 3 à 5 fois moins que la production thermique à la sécurité d'approvisionnement du réseau.

À l'heure actuelle, les variations de la production photovoltaïque et son absence de pilotabilité sont compensés par les moyens de production pilotables. Mais dans la perspective d'un développement massif du solaire, d'autres moyens de flexibilité doivent être envisagés.

La solution la plus évidente est de conserver des unités de production conventionnelles à mobiliser en cas de besoin (en *backup*). Dans cette perspective, le déploiement des nouvelles énergies renouvelables ne permet pas tant de fermer les centrales thermiques que de réduire leurs heures de fonctionnement.

Une autre option consiste à stocker le surplus de production dans les périodes très ensoleillées et à utiliser l'énergie stockée dans les périodes moins favorables. Il existe une grande variété de techniques de stockage, qui ont chacune leur domaine de pertinence selon les durées de stockage, et les volumes d'énergie à stocker. Qualitativement, il vaut mieux utiliser des moyens de stockage très efficaces (quitte à ce qu'ils soient onéreux) sur des durées courtes, qui leur permettent de réaliser un grand nombre de cycles de charge et de décharge dans l'année ; et utiliser des moyens de stockage bon marchés (quitte à ce qu'ils ne soient pas très efficaces) sur des durées longues, qui nécessitent de déplacer des grands volumes d'énergie. Ainsi, les batteries électrochimiques peuvent être utiles pour lisser la production sur quelques heures, tandis que le stockage gravitaire (STEP) est mieux adapté au stockage inter-journalier, et le stockage sous forme chimique (hydrogène, power-to-gaz) ne peut être envisagé qu'à l'échelle du stockage inter-saisonnier.

Une troisième option doit également être déployée : il s'agit d'adapter non seulement la production à la demande, mais aussi la demande à la production. Certaines solutions de flexibilité existent déjà à l'heure actuelle, au niveau des particuliers (ballons d'eau chaude qui se déclenchent aux heures creuses) et des industriels qui acceptent contre rémunération de limiter leur consommation quelques heures par an. À l'avenir, le déplacement de la demande pour les usages traditionnels de l'électricité, ainsi que pour les nouveaux usages (véhicules électriques, électrolyseurs pour la production d'hydrogène) sera un outil indispensable à l'intégration des énergies renouvelables.

Assurer la stabilité du réseau

Face à une variation de la production ou de la consommation, la stabilité du système électrique caractérise le temps dont disposent les opérateurs du réseau pour rétablir l'équilibre avant que le réseau ne se dégrade et ne risque l'effondrement. Les sources conventionnelles (thermiques fossiles, nucléaires et hydrauliques) contribuent à la stabilité du réseau par leur **inertie.** Leurs générateurs sont constitués de lourdes masses tournantes (rotor) ; tant que la différence entre production et consommation reste faible par rapport à l'énergie cinétique emmagasinée dans le mouvement, le réseau n'est pas sensiblement affecté par le déséquilibre. Pour prendre une analogie, un camion lancé à pleine vitesse ne ralentit que s'il est soumis à un freinage brutal, ou à un freinage plus faible maintenu sur une durée plus longue. Une voiture, avec moins d'inertie, verra sa vitesse chuter plus rapidement si elle est soumise au même freinage – et un vélo encore plus.

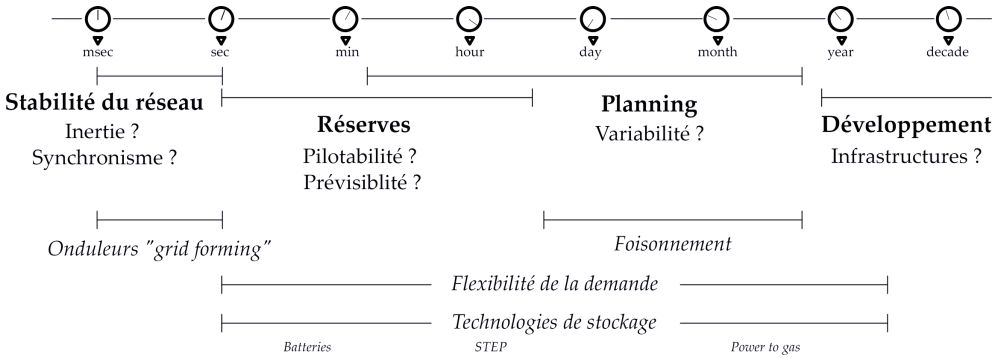


FIGURE 10.7. L'intégration de la production photovoltaïque au réseau électrique soulève des questions techniques de plusieurs natures, qui doivent être abordées séparément. Une grille de lecture efficace consiste à les organiser selon les temps caractéristiques des phénomènes associés.

Contrairement aux centrales conventionnelles, les installations photovoltaïques ne contribuent pas à l'inertie du réseau. En effet, leur production n'est pas alternative mais continue, et les onduleurs qui injectent la puissance générée par les panneaux dans le réseau se contentent de mesurer et de suivre l'état du réseau, sans s'opposer à une éventuelle dérive (on parle de fonctionnement *grid following*). Ainsi, remplacer un grand nombre d'installations thermiques par des installations photovoltaïques est susceptible de rendre plus difficile l'équilibrage du réseau en réduisant le temps disponible avant sa déstabilisation. Il est cependant envisageable de former un réseau stable reposant entièrement sur des onduleurs (on parle de fonctionnement *grid forming*), comme l'ont récemment montré les projets européens MIGRATE et OSMOSE, rassemblant plusieurs gestionnaires de réseaux électriques. La transition d'une stabilité reposant sur des masses tournantes à une stabilité reposant sur des onduleurs pose encore de nombreuses questions, mais la preuve de principe apportée par MIGRATE ouvre des perspectives prometteuses.

Enfin, assurer l'équilibre du réseau exige d'anticiper l'évolution de l'offre et de la demande énergétique. À l'heure actuelle, il s'agit essentiellement de prévoir l'évolution de la consommation et de prévoir des marges pour se prémunir des pannes fortuites susceptibles d'affecter les unités de production. Le développement du photovoltaïque rajoute des enjeux de **prévisibilité** de la production. Si la position du Soleil dans le ciel est facile à prévoir, la production solaire dépend également des conditions météorologiques (températures, nuages…) dont les changements peuvent être rapides, et beaucoup plus difficiles à anticiper. Pour compenser l'incertitude sur la production, il est nécessaire de disposer de davantage de moyens de flexibilité (pilotage de la production, adaptation de

la demande) évoqués plus haut. Dans un mix électrique avec une forte part de solaire et d'éolien, le dimensionnement des réserves peut ainsi tripler par rapport au mix actuel, passant de 3 à 9 GW.

Pour conclure ce rapide tour d'horizon, la figure 10.7 reprend les problématiques et les solutions techniques introduites dans cette section, en soulignant les échelles de temps pertinentes à chaque situation.

Pour en savoir plus

Développer une industrie solaire à l'échelle du terawatt

« Comment mener la filière photovoltaïque vers l'excellence environnementale ? », ADEME 2021

Dans le cadre du plan REPowerEU, la commission européenne a adoptée en 2022 une stratégie européenne pour l'énergie solaire incluant la création d'une alliance industrielle pour le photovoltaïque : https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy_en

« Terrawatt scale photovoltaics », Haegel et al., *Science* 356 (2017) & 364 (2019)

Augmenter l'efficacité de conversion

« IPVF's PV technology vision for 2030 », Lars Oberbeck et al., Progress in Photovoltaics, 2020

Imaginer de nouvelles applications

Vue d'ensemble sur les nouvelles applications : « Trends in PV Applications », IEA PVPS report, 2022

Plus centrés sur l'agrivoltaisme :

« The 5 Cs of Agrivoltaic Success Factors in the United States : Lessons From the InSPIRE Research Study », Rapport technique NREL/TP-6A20-83566, 2022

« Caractériser les projets photovoltaïques sur terrains agricoles et l'agrivoltaïsme », ADEME 2021

Intégrer la production au réseau

Un cours introductif sur les enjeux de l'intégration dans le réseau de sources d'électricité intermittentes est disponible gratuitement : D. Suchet, E. Johnson & Y. Bonnassieux (2019), https://www.coursera.org/learn/outsmarting-intermittency

Scénarios de référence par le gestionnaire du réseau de transport sur l'évolution du système électrique : « Futurs énergétiques 2050 », RTE, 2022

Une proposition d'approche systématique pour caractériser l'intermittence d'une production d'énergie. D. Suchet et al., Defining and Quantifying Intermittency in the Power Sector, *Energies* 13(13), 3366 (2020)

Conclusion

Deux cents ans après sa découverte par Edmond Becquerel, le photovoltaïque a acquis une maturité scientifique interdisciplinaire. Pour la thermodynamique, il s'agit de convertir directement la lumière, flux radiatif de chaleur, en travail électrique. Pour la physique de la matière condensée, l'effet photovoltaïque est la formation d'une tension électrique induite par un excès d'électrons excités, générés par l'absorption de lumière. Pour la science des matériaux, une cellule solaire est un assemblage de couches et d'interfaces qui permettent de réaliser quatre fonctions fondamentales (absorber la lumière, garder et transporter les électrons excités, assurer une sélectivité). Pour le génie des procédés, ce dispositif est le résultat d'une longue série de transformations pour passer des matériaux bruts au produit final. Pour l'ingénierie électrique, c'est un circuit équivalent à un générateur de courant branché en parallèle avec une diode, et susceptible de souffrir de la présence de résistances parasites.

Appliqué à la conversion de la lumière solaire, l'effet photovoltaïque permet de bénéficier d'une manne énergétique dix mille fois supérieure aux besoins de l'humain. Pour y parvenir en pratique, il faut recourir à des matériaux qui répondent à un dilemme induit par la largeur du spectre de la lumière solaire. Avec un gap petit, la cellule est capable d'absorber un maximum de lumière et de produire un important photo-courant, mais pas de générer une tension élevée. Avec un grand gap, la situation est inversée. Un simple modèle de bilan détaillé permet de trouver le meilleur compromis entre les deux extrêmes : une cellule solaire idéale peut atteindre un rendement de conversion maximal de 30 % pour un gap optimal de 1,1 eV. Cette analyse établit les principaux ordres de grandeur du domaine, détermine la gamme des matériaux adaptés au photovoltaïque et

donne des pistes pour imaginer des stratégies de conversion alternatives permettant de viser de plus hauts rendements.

Du point de vue technologique, il existe aujourd'hui une demi-douzaine de solutions basées sur autant de matériaux. Chacune de ces technologies doit négocier un compromis entre absorptivité optique, qualité électronique et coût de fabrication. Héritière de l'industrie microélectronique, la filière silicium fait la course en tête depuis le départ et représente aujourd'hui la quasi-totalité d'un marché particulièrement dynamique. Portée par une diminution spectaculaire des coûts, la production des panneaux solaires croit en effet de 40 % par an depuis plus de 20 ans. Si presque toutes les cellules sont fabriquées en Chine, tous les pays disposent aujourd'hui d'installations solaires.

Car l'énergie solaire photovoltaïque possède de nombreux avantages, qui facilitent son déploiement. Tirant partie d'une ressource renouvelable et illimitée, elle bénéficie d'une perception favorable du public. Sa modularité permet d'adapter la taille et la forme des installations aux contraintes matérielles et économiques spécifiques à chaque projet, des parcs au sol aux installations sur toiture résidentielle. Les panneaux photovoltaïques fonctionnent sans aucune pièce mobile, ce qui limite l'usure mécanique, contribue à la longue durée de vie des installations et évite des nuisances sonores. Leurs coûts financiers (LCOE...) et écologiques (gCO_2/kWh...) sont à présent comparables, souvent favorablement, à ceux des autres secteurs énergétiques. La plupart des scénarios énergétiques à l'échelle nationale, européenne ou mondiale anticipent ainsi une multiplication de l'électricité solaire par un facteur 10 d'ici 2050.

Marginal au milieu des années 2000, le solaire photovoltaïque a maintenant fait la preuve de sa compétitivité lorsqu'il s'intègre dans le système électrique existant. Mais ses succès ne doivent pas éclipser les défis que la filière doit à présent relever. La capacité de production des panneaux solaires doit changer d'échelle pour répondre à une demande de plus en plus importante : d'ici 2050, la demande annuelle pourrait être de l'ordre de la puissance totale installée jusqu'à aujourd'hui. Il ne s'agit pas seulement de fabriquer davantage de panneaux, mais de faire évoluer la chaine de production, ses procédés et sa localisation géographique, en tenant compte des coûts complets, y compris sociaux et écologiques, et des enjeux de souveraineté énergétique. Il s'agit également de renforcer l'aval de la filière (conception et réalisation des installations, maintenance et opération, démantèlement), ainsi que les critères d'évaluation des projets pour limiter l'artificialisation des sols. L'augmentation exponentielle des installations va de pair avec une explosion de la demande en matériaux ; elle exige d'anticiper la fin de vie des dispositifs dès leur conception et de développer des procédés de recyclage. Enfin, l'intégration de grandes quantités de solaire dans le réseau électrique soulève de nombreuses questions qui vont au-delà de la seule question du

stockage. Aucune solution miracle ne permet de résoudre toutes ces questions à la fois. Cependant, il existe des perspectives pour chacun de ces problèmes, à différents degrés de maturité technologique – de la simple preuve de concept au développement industriel.

Au-delà de la faisabilité technique et de la question encore ouverte des coûts complets d'un tel système, le développement du photovoltaïque doit interroger la nature du service rendu par le réseau électrique. Si nous voulons qu'un système sans sources thermiques se comporte comme notre système actuel, nous devrons mettre en place de nombreuses solutions techniques pour adapter la production solaire à nos attentes. Si nous voulons réduire au minimum les adaptations, nous devrons accepter un service électrique très différent du confort actuel (coupures…). Il s'agit donc de choisir, en connaissance de cause, ce que nous attendons d'un système électrique et le prix économique, social et écologique que nous sommes prêts à payer.

Index

ablation 76
agrivoltaïsme (agriPV) 137, 138
al-BSF 79
alliance européenne
  pour l'industrie
  solaire photovoltaïque 133
aluminium back surface field 79
amorphes 83
analogie mécanique 46
antireflet 54
architecture 78
architecture
  (cellule en couche mince) 87
atmosphère 28
aujourd'hui 15
back-sheet 80
backup 143
Becquerel, Edmond 6, 8
Beer Lambert (loi de) 55
Bridgmann (technique) 71
busbars 77
bypass diodes 106
cadre métallique 91
capacité installée 17
Carnot (limite de) 35
cellule à bande intermédiaire 51
cellule à porteurs chauds 51
cellule à simple jonction 49
cellule multijonction 134
cellule tandem 135, 136
centrifugation 86
chemical vapour deposition 86
chemin optique 56
Chine 14
circuit ouvert 48
coefficient d'absorption 55
coefficient de température 104
concentration 39
concepts avancés 50
contact métallique 76
contact ohmique 62
contact Schottky 62
couches minces 83, 85
courant de court-circuit 49
court-circuit 48
coût actualisé de l'électricité
  (LCOE) 119, 124
coût complet de l'électricité 123
coût énergétique 119, 124
croissance épitaxiale 95
c-Si 67
CVD 86
Czochralski 70
DEEE 112
dégradation 106, 110
dépôt par vapeur chimique 86
dépôt physique en
  phase vapeur 86
dépôt 86
dérive 59
diagramme de bande
  (couches minces) 88
diffusion 58
diffusion des dopants 74
diodes de bypass 106
dopage local 76
down conversion 51
downcycling 113
électrochimie 86
émissions de CO_2 125
encapsulation 80, 91, 108
énergie solaire 31
entropie 47
EPBT 119

épitaxie 93, 95
équation de diode 48
EROI 119, 124
EVA 108
évaporation 86
évolution 13
facteur de charge 18
facteur de forme 49
facteur de performance 18
fin de vie 111
flexibilité 144
flux solaire 26
gap 41, 42, 45, 49
garantie 111
génération d'excitons multiples 51
gravure P1 90
grille de collecte 60
half-cut cells 80, 106
hétéroépitaxie 97
hétérojonctions 61, 79
HJT 79
IBC 79
III-V 94
inertie 144
intensité carbone 126
interconnexion 90
interconnexion de cellules en couches minces 89
interdigitated back contact 79
inverter 104
investissement énergétique 119
irradiance 30
irradiance diffuse (DHI) 29
irradiance directe normale (DNI) 29
irradiance horizontale globale (GHI) 29
irradiation 18
ITO 89
jonction « pn » 60
Kirchhoff (loi de) 40
KOH 73
latitude 27
LETID 109
LID 109
light and elevated temperature induced degradation 109
light induced degradation 109
lingot 70
matériaux 64
matériaux critiques 129
matériaux de structure 127, 129
matériaux fonctionnels 127
maximum power point tracker 104
MBE 95
metalorganic chemical vapour deposition 95
MOCVD 95
module 79
molecular beam epitaxy 95
monocristallin 72
MPPT 104
multicristallin 72
Müzer (limite de) 37
ombrage 105
onduleur 104
organiques 83
OTC 89, 91
oxydes transparents conducteurs 89, 91
panneau 103
paramètre de maille 97
passivated emitter and rear locally-diffused 79
passivated emitter and rear totally-diffused 79
passivation 58
PECVD 86
PERC 79
PERL 79
pérovskites 83, 84

PERT 79
pertes de conversion 50
photosynthèse 35
photovoltaïque flottant (FPV) 137
photovoltaïque intégré au bâtiment (BIPV) 137, 139
photovoltaïque intégré aux véhicules (VIPV) 141
physical vapour deposition 86
PID 110
Planck (loi de) 24
plasma enhanced chemical vapour deposition 86
plasma vapour phase transport 86
point de puissance maximale 49
polysilicium 69
potential induced degradation 110
prévisibilité 145
prix de vente 13
prix des modules 119, 120
prix installé 119, 121
production énergétique 105
production mondiale annuelle 16
projections 132
puissance moyenne 18
puissance nominale 17
purification 69
PVD 86
pyramides 73
recombinaisons 56
record de conversion 51
recyclage 111
réseau électrique 142
sélectivité 60
semi-conducteur 41, 44
Shockley Queisser (modèle de) 47 48
Siemens 69
silicium cristallin 67
silicium métallurgique 69
SnO_2:F 89
solaire photovoltaïque 16
solaire thermique 16, 35
solaire thermique à concentration 36
solaire thermodynamique 16, 38
souveraineté 132
spectre solaire 25
spin-coating 86
sputtering 86
Stefan (loi de) 24
stockage 144
surfaces 32
tableau périodique 64
taux de retour énergétique 119
techniques de dépôt de couches minces 86
technologies solaires 63
temps de retour énergétique 119
temps de vie 56
tension de circuit-ouvert 49
terres rares 126
texturation 73, 89
TOPCon 79
tracker 105
transport par phase vapeur 86
Trivich Flinn (limite de) 41, 44
tunneling oxide passivated contact 79
up conversion 51
Vanguard-1 11
vapour phase transport 86
variabilité 143
wafer 72
ZnO:Al 89

Sponsors

Les auteurs remercient vivement le Centre Interdisciplinaire E4C et l'Institut IPVF pour leur soutien, qui devrait permettre à cet ouvrage de toucher un vaste public. Ces sponsors n'ont pas été impliqués dans la rédaction de l'ouvrage.

Institut du Photovoltaïque d'Île de France

IPVF – Institut Photovoltaïque d'Île-de-France, est un institut pour la transition énergétique (ITE) créé en 2013 par l'Etat français, EDF, TotalÉnergies, CNRS, École polytechnique, Air Liquide, Horiba et Riber.

La mission confiée à l'PVF est de créer une équipe de France du solaire de nouvelle génération pour dynamiser, par la science et l'innovation, le tissu industriel français et européen de production de panneaux photovoltaïques.

L'excellence scientifique démontrée par IPVF en matière de modélisation, caractérisation et développement de matériaux dits « couches minces » permet de concrétiser, en 2022, sa vocation de transfert industriel vers les filières française et européenne.

Centre Interdisciplinaire Energy For Climate (E4C)

Le Centre interdisciplinaire Energy4Climate (E4C) créé en juin 2019 par l'Institut Polytechnique de Paris et l'École des Ponts, en collaboration avec le CNRS, le CEA, EDF et TotalEnergies, s'implique dans la transition énergétique, par le biais de la recherche, de la formation et de l'innovation.

L'humanité est confrontée à un défi climatique d'une ampleur inégalée et dont l'origine humaine ne fait plus de doute. Maintenir le réchauffement climatique en dessous de la limite de 2 °C implique de développer des solutions adaptées.

E4C offre une plateforme de collaboration entre une trentaine de laboratoires pour permettre l'émergence de projets interdisciplinaires, structurés autour de quatre grandes thématiques : réduire les émissions de gaz à effet de serre, améliorer l'efficacité énergétique, déployer les énergies renouvelables et proposer des politiques énergétiques pertinentes.